



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'energia Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

**STUDIO DEL COMPORTAMENTO A REGIME DI LINEE
ELETTRICHE DI TRAMMISSIONE DISSIMMETRICHE
TRADIZIONALI E INNOVATIVE**

RELATORE: Prof. Roberto Turri

LAUREANDO: Andrea Chinello

ANNO ACCADEMICO 2015-16



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**STUDIO DEL COMPORTAMENTO A REGIME DI
LINEE ELETTRICHE DI TRAMMISSIONE
DISSIMMETRICHE TRADIZIONALI E
INNOVATIVE**

Relatore:

Prof. Roberto Turri

Candidato:

Andrea Chinello

Anno Accademico 2015/2016

*Nulla impedirà al sole di sorgere ancora,
nemmeno la notte più buia.
Perché oltre la nera cortina della notte,
c'è un alba che ci aspetta.*

Khalil Gibran

Indice

Introduzione	1
Capitolo 1 – Accoppiamenti elettromagnetici nelle linee aeree	3
1.1 Linee elettriche aeree	3
1.2 Resistenza	4
1.3 Induttanza	7
1.3.1 Calcolo del coefficiente di autoinduzione di una linea monofase	7
1.3.2 Calcolo dei coefficienti di autoinduzione di una linea ad n conduttori	10
1.3.3 Calcolo delle induttanze di una linea con conduttori a fascio	11
1.3.4 Calcolo delle induttanze di una linea trifase trasposta	14
1.3.5 Geometric Mean Radius (GMR)	19
1.3.6 Equazioni di Carson	21
1.4 Capacità	29
1.4.1 Calcolo della capacità di una linea monofase	30
1.4.2 Calcolo della capacità di una linea trifase	34
1.5 Conduttanza	36
1.6 Determinazione delle tensioni e correnti in linea	37
1.6.1 Modello a parametri concentrati	39
1.6.2 Calcolo del regime della linea	42
Capitolo 2 – Elaborazione del programma di simulazione e calcolo delle reti elettriche	45
2.1 Descrizione del programma utilizzato	45

2.1.1	Acquisizione dati	48
2.1.2	Determinazione dei parametri che compongono la matrice delle ammettenze	56
2.1.3	Visualizzazione e analisi dei risultati, riguardanti il regime della linea, ricavati dalle simulazioni	59
Capitolo 3 – Analisi delle simulazioni eseguite su linee campione basate su parametri realistici		65
3.1	Descrizione delle linee campione realizzate	65
3.2	Studio degli squilibri delle correnti di linea	75
3.3	Acquisizione ed analisi dei dati risultanti dalle simulazioni eseguite	76
3.3.1	Analisi della configurazione EA, singola terna a 380 kV	78
3.3.2	Analisi della configurazione N, doppia terna (Antisimmetrica) a 380 kV	79
3.3.3	Analisi della configurazione N, doppia terna (Simmetrica) a 380 kV	80
3.3.4	Analisi della configurazione Split-Phases, doppia terna a 380 kV	81
3.3.5	Analisi della configurazione MG, doppia terna (Antisimmetrica) a 132 kV	82
3.3.6	Analisi della configurazione Split-Phases, doppia terna a 132 kV	83
3.4	Confronto tra linee standard e linee innovative esaminate	84
Capitolo 4 – Applicazioni su casi reali e confronto con il modello sperimentale Split-Phases		87
4.1	Analisi della linea aerea a 380 kV La Spezia-Vignole	87
4.1.1	Descrizione della linea T.349	88
4.1.2	Trasposizione della linea T.349	92
4.1.3	Modello per la rappresentazione della linea T.349	96
4.1.4	Analisi delle correnti e tensioni di linea e relativi squilibri	100

4.2	Analisi della linea aerea a 380 kV Trino-Lacchiarella	103
4.2.1	Descrizione delle linee T.311 e T.312	103
4.2.2	Modello per la rappresentazione delle linee 311 e 312	106
4.2.3	Analisi delle correnti e tensioni di linea e relativi squilibri	109
4.3	Sostituzione ipotetica del modello Split-Phases nella linea aerea Trino-Lacchiarella	110
4.3.1	Modello per la rappresentazione della nuova linea	111
4.3.2	Analisi delle correnti e tensioni di linea e relativi squilibri	113
4.4	Confronto fra struttura geometrica originale e Split-phases	114
	Conclusioni	117
	Appendice A	119
	Appendice B	121
	Appendice C	123
	Bibliografia	127
	Ringraziamenti	129

Introduzione

Durante il loro funzionamento a regime, le linee elettriche vengono influenzate dagli accoppiamenti elettromagnetici. Con questo termine si intendono gli effetti che intercorrono in un circuito elettrico, causati dai campi elettrici e dai campi magnetici, dovuti rispettivamente al potenziale assunto dai vari elementi e alle correnti circolanti in esso o in circuiti vicini. Questi effetti si fanno consistenti e assumono notevole importanza soprattutto nelle linee di trasmissione dell'energia elettrica ad alta e altissima tensione, in cui le potenze trasportate sono considerevolmente elevate e possono viaggiare lungo linee molto lunghe.

Tra gli effetti sulla linea dovuti agli accoppiamenti elettromagnetici, vi sono la disimmetrizzazione delle tensioni e lo squilibrio delle correnti (anche a fronte di carichi equilibrati), la cui entità dipende da molteplici fattori.

Tra i fattori più rilevanti si ha sicuramente la disposizione geometrica dei conduttori di fase che compongono la linea, dato che nella maggior parte delle linee esistenti, tali conduttori non sono equidistanti tra loro e si trovano in ogni caso in vicinanza di altri elementi come le funi di guardia che influenzano a loro volta i campi elettrici e magnetici che risultano pertanto diversi in ogni fase.

Lo studio è stato quindi condotto in questo ambito, focalizzando l'attenzione sull'analisi degli effetti dovuti agli accoppiamenti elettromagnetici di alcune geometrie di testa-palo esistenti (facenti parte dell'Unificazione TERNA) e al confronto con una nuova geometria innovativa chiamata "Split-Phases".

Particolarmente interessante risulta lo studio di quest'ultima tipologia di testa-palo: infatti secondo recenti studi, la sostituzione delle palificazioni standard in singola o doppia terna con la geometria Split-Phases, porta a risultati significativi in termini di riduzione dell'esposizione ai campi magnetici in corrispondenza di potenziali recettori (es. abitazioni), posti nelle vicinanze dell'asse della linea AT o AAT.

Scopo della trattazione sarà quindi testare questa nuova geometria per determinare se porta dei vantaggi anche a livello elettrico, per quanto riguarda la trasmissione dell'energia o può evidenziare dei problemi nell'ambito degli squilibri di corrente se messa a confronto con le geometrie standard.

Il presente lavoro è stato suddiviso in quattro capitoli:

Nel Capitolo 1 vengono riportate le nozioni principali per modellizzare la linea aerea di trasmissione dell'energia elettrica tramite un modello a pi-greco, definendo le caratteristiche riguardanti i suoi quattro parametri principali: resistenza e induttanza longitudinali, capacità e conduttanza trasversali.

Ciascun parametro viene analizzato nel dettaglio, fornendo vari modelli matematici, soprattutto per quanto riguarda il calcolo della matrice delle induttanze, che risulterà particolarmente importante con il proseguo della trattazione.

Nel Capitolo 2 viene definito il software utilizzato per la simulazione e lo studio di reti elettriche, esponendone inizialmente le principali caratteristiche, per poi specificare più nel dettaglio le funzioni utilizzate per realizzare e simulare le reti elettriche prestabilite dal progetto.

Nel Capitolo 3 inizia la fase di progettazione, con la creazione di alcune linee campione, basate su strutture geometriche standard e un primo approccio con la geometria innovativa Split-Phases. Tali configurazioni si distinguono in linee a singola e doppia terna in funzionamento a regime con tensioni nominali imposte su due diversi livelli: 380 kV e 132 kV.

Le linee prese in esame sono state simulate e studiate considerando diverse lunghezze e l'utilizzo o meno del metodo della trasposizione in modo da confrontare gli effetti dati dagli accoppiamenti induttivi e le correnti di squilibrio circolanti all'ingresso e all'uscita delle linee stesse.

Nel capitolo 4 si sono analizzate alcune linee aeree di trasmissione gestite da Terna S.p.A., sfruttando il software descritto e utilizzato nei capitoli precedenti. Si sono quindi analizzate determinate caratteristiche riguardanti le specifiche strutturali delle linee e in particolare la trasposizione di fase.

Infine si è sostituita la nuova geometria di testa-palo Split-Phases alla geometria esistente in una delle linee studiate al fine di confrontare i vantaggi e gli svantaggi sorti considerando sempre gli effetti degli accoppiamenti elettromagnetici e gli squilibri dovuti alle correnti all'interno delle linee stesse.

Capitolo 1

Accoppiamenti elettromagnetici nelle linee aeree

1.1 Linee elettriche aeree

L'analisi delle linee di trasmissione dell'energia elettrica richiede l'utilizzo di determinati modelli matematici che caratterizzano ognuno dei componenti del sistema. Particolare attenzione viene data agli effetti che gli accoppiamenti elettromagnetici hanno sulle grandezze di regime (tensione e corrente) della linea, e alle tensioni e correnti a cui possono dar luogo su elementi conduttori che si trovano in prossimità della linea stessa.

Nella valutazione di questi effetti si tiene conto principalmente di due tipi di accoppiamento:

- i. **Accoppiamento induttivo:** che tiene conto degli effetti legati al campo magnetico.
- ii. **Accoppiamento capacitivo:** che tiene conto dell'effetto del campo elettrico.

Solitamente si tiene conto anche dell'accoppiamento conduttivo, che si riferisce agli effetti provocati dalle correnti verso terra aumentando il potenziale nella regione circostante.

Lo studio di questo fenomeno però, risulta importante solo nel caso in cui le correnti nel terreno siano piuttosto elevate (es. guasto fase-terra), mentre è trascurabile nei normali regimi di funzionamento della linea. Dato che nella trattazione verranno studiate solamente linee in funzionamento normale, gli effetti dovuti all'accoppiamento conduttivo non saranno quindi presi in considerazione.

I modelli matematici dedotti per le normali condizioni di funzionamento servono per il dimensionamento dei componenti primari del sistema, cioè le reti di trasmissione che forniscono energia ai carichi.

Conoscendo i fenomeni fisici di natura elettrica e magnetica che si accompagnano al funzionamento della linea si può determinare le costanti primarie che stanno alla base dei circuiti equivalenti impiegati per rappresentare la linea stessa e il suo comportamento.

Tali parametri elettrici, opportunamente calcolati, possono essere associati all'unità di lunghezza di un conduttore di una linea e dato un elemento di lunghezza infinitesima dx , può essere schematizzato con il quadripolo elementare equivalente che segue in Figura 1.1:

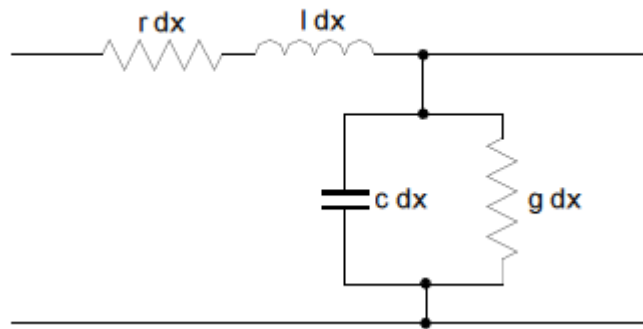


Figura 1.1 Quadripolo elementare equivalente

Caratterizzato dall'avere come parametri longitudinali una resistenza rdx ed una reattanza $\omega l dx$ e come parametri trasversali una suscettanza $\omega c dx$ ed una conduttanza $g dx$.

1.2 Resistenza

La resistenza rappresenta l'opposizione del materiale conduttore al passaggio della corrente elettrica; per unità di lunghezza (km) di un conduttore è data dalla formula:

$$r = k \frac{\rho}{S} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (1.2.1)$$

dove:

- ρ : è la resistività del materiale formante il conduttore espressa in $[\Omega mm^2/km]$, variabile con la temperatura e calcolata a quella effettiva di funzionamento (determinata dalla temperatura ambiente e dal riscaldamento dovuto al carico).
- S : è la sezione teorica del conduttore in $[mm^2]$.
Si possono distinguere differenti casi:
 - con conduttore cordato omogeneo, S è la somma delle sezioni dei fili che lo costituiscono;
 - con conduttore bimetallico (es. alluminio-acciaio), i costruttori possono fornire la sezione del conduttore omogeneo di rame elettricamente equivalente in $[mm^2]$;
 - con conduttore a fascio $S = \sum S_i$ dove S_i è la sezione dell' i -esimo subconduttore.
- K : è un fattore correttivo adimensionale maggiore di 1, che incrementa la resistenza per tener conto di alcuni effetti.

Per conduttori di materiale non magnetico aventi le sezioni usate normalmente nelle linee di trasmissione ed alle frequenze industriali, il fattore K assume i seguenti valori:

- $K = 1,01$ [per conduttori massicci cilindrici].
- $K = 1,02 \div 1,06$ [per conduttori a corda passando dalle piccole alle grandi sezioni].

I fenomeni che definiscono il valore di K possono essere determinati da:

- I giunti e le morse di ammarro, che possono produrre degli aumenti locali di resistenza.
- La lunghezza effettiva del conduttore che risulta sempre maggiore di quella teorica, misurata lungo la campata.
Questo perché i conduttori non sono collocati in opera perfettamente dritti, ma si dispongono secondo un arco di catenaria.
- La lunghezza della linea varia al variare della temperatura (del 4% per ogni °C).
- Effetto di cordatura: i trefoli costituenti le corde che formano i conduttori hanno una lunghezza effettiva maggiore di quella dei conduttori stessi.
La resistenza delle corde rispetto a quella dei conduttori massicci, considerando la medesima sezione, è maggiore (qualche frazione di % su K).
- La sezione globale dei singoli trefoli di sezione elementare, componenti la corda, è minore della sezione globale della corda stessa, ed anche questo aumenta la resistenza.
- Effetto solenoidale: Per i conduttori bimetallici, come le corde alluminio-acciaio, vi può essere un ulteriore aumento della resistenza dovuto a tale fenomeno, in quanto i trefoli di alluminio sono avvolti a spirale attorno all'anima di acciaio e, quando sono percorsi da una corrente alternata, si comportano come un lungo solenoide, creando un flusso variabile longitudinale nell'anima d'acciaio.
Si generano così perdite per isteresi nell'acciaio e perdite per correnti parassite in entrambi i materiali, determinando in questo modo un aumento della resistenza apparente del conduttore.

Tale fenomeno è consistente nei conduttori con un solo strato di trefoli di alluminio, mentre diventa di piccola entità con più strati (trascurabile se si hanno due strati avvolti in senso contrario tra loro in modo da annullare il flusso indotto nell'anima d'acciaio).

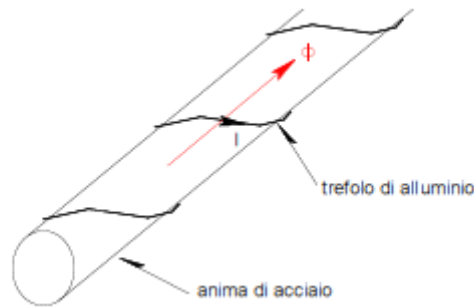


Figura 1.2 Conduttore bimetallico

- **Effetto di prossimità:** La non uniforme distribuzione della corrente nella sezione del conduttore è dovuta anche ai flussi prodotti dalle correnti circolanti nei conduttori vicini. Questo fenomeno produce un aumento della resistenza apparente che tanto maggiore quanto più sono vicini i conduttori tra di essi.
- **Effetto pelle:** A causa di tale effetto la corrente tende a circolare sulla superficie del conduttore, distribuendosi in modo non uniforme nella sezione, riducendola di fatto e portando ad una crescita della resistenza apparente del conduttore. Il fenomeno si verifica solo in regime sinusoidale, tanto più, quanto più alta è la frequenza e dipende oltre che da essa, anche dal modulo della corrente e dal raggio del conduttore.

In conclusione si può comunque affermare che la determinazione della resistenza dei conduttori di linea non esige una grande precisione, soprattutto per le linee in alta tensione, dove essendo piccola in confronto alla reattanza può essere trascurata.

Questo perché la resistenza varia principalmente in funzione della temperatura e di conseguenza con le condizioni di carico e di ambiente. Infatti la resistività del materiale varia in funzione della temperatura come si evince dalla relazione:

$$\rho = \rho_0(1 + \alpha\Delta T) \quad (1.2.2)$$

dove:

- ρ_0 : resistività a 0°C.
- α : coefficiente di variazione della resistività con la temperatura a partire da 0°C.

Considerando un escursione termica di 40°C, plausibile nel passare dal funzionamento a vuoto a quello a pieno carico, oppure dall'inverno all'estate, si rileva una variazione della resistività di circa il 18%, la quale è notevolmente maggiore rispetto agli aumenti dovuti al fattore correttivo K visto precedentemente, che invece arriva al massimo al 6%.

1.3 Induttanza

Le correnti che percorrono i conduttori di una linea elettrica sostengono un campo magnetico le cui linee di forza si concatenano con i circuiti formati dagli stessi conduttori, dando luogo a forze elettromotrici (f.e.m.) indotte. Tali f.e.m. indotte dal flusso concatenato nei conduttori stessi, si oppongono alla causa che le ha generate, determinando delle cadute di tensione lungo le linee elettriche.

Per modellare l'insorgenza sulle linee di tali cadute di tensione, in modo da poterle contenere entro limiti accettabili, è necessario analizzare gli effetti degli accoppiamenti induttivi della linea nelle normali condizioni di funzionamento. Si otterrà in questo modo un opportuno coefficiente di induzione da attribuire all'unità di lunghezza della linea che, nota la corrente circolante, è in grado di stimare l'entità della caduta di tensione sulla stessa.

1.3.1 Calcolo del coefficiente di autoinduzione di una linea monofase

Il coefficiente di autoinduzione di un singolo conduttore è infinito in quanto è ottenuto dal rapporto tra il flusso prodotto dal conduttore stesso e la corrente che lo percorre.

Considerando che il campo magnetico prodotto interessa tutto lo spazio, il flusso magnetico è teoricamente infinito.

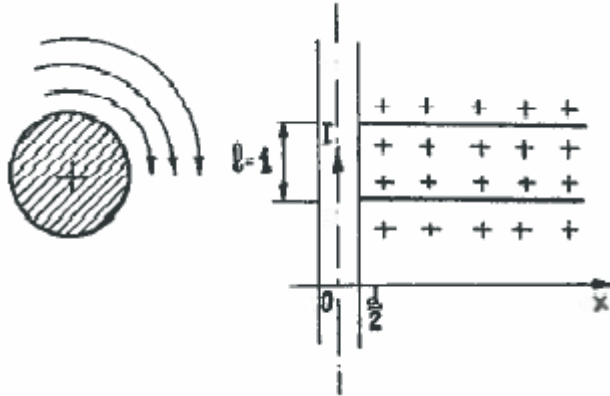


Figura 1.3 Campo magnetico singolo conduttore

Dovendo ottenere l'induttanza di un unico conduttore, quest'ultimo va considerato parte di un circuito chiuso costituito da due conduttori. Data quindi una linea di lunghezza l costituita da due fili paralleli di diametro d posti alla distanza D , il flusso magnetico da considerare è solo quello concatenato dai due conduttori e posso calcolarlo con la seguente:

$$\Phi = \int_{d/2}^D \frac{\mu_0 I}{2\pi x} l dx \quad (1.3.1.1)$$

Nominando due conduttori, rispettivamente come 1 e 2 e posizionandoli come nella figura seguente:

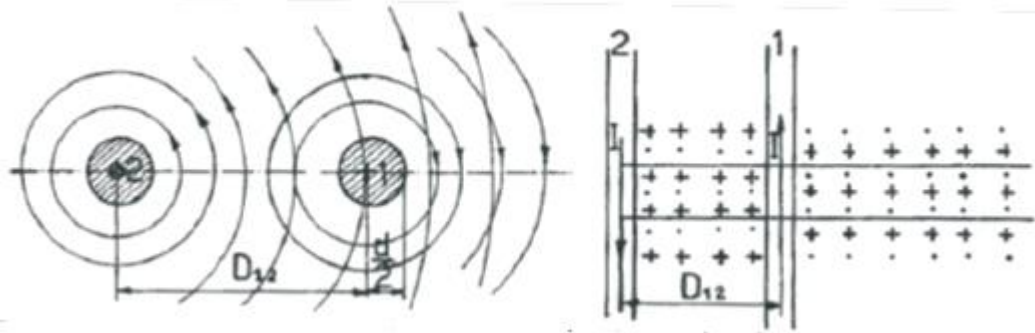


Figura 1.4 Campo magnetico con due conduttori

Si può quindi ricavare l'induttanza dividendo il calcolo in due parti distinte:

a) Calcolando il contributo esterno del flusso:

Si considera che il flusso concatenato con 1 sarà la somma del flusso prodotto dallo stesso conduttore 1 e quello prodotto da 2 e concatenato con 1.

Utilizzando la formula 1.3.1.1 (portando la corrente fuori dall'integrale considerandola distribuita uniformemente nel conduttore) e tenendo conto che i flussi prodotti dalle due correnti hanno senso opposto si ottiene quindi:

$$\begin{aligned}\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 &= \frac{\mu_0 I}{2\pi} [\ln x]_{d/2}^{\infty} - \frac{\mu_0 I}{2\pi} [\ln x]_{D_{12}}^{\infty} = \frac{\mu_0 I}{2\pi} [\ln x]_{d/2}^{D_{12}} \dots \\ \dots &= \frac{\mu_0 I}{2\pi} \ln \frac{2D_{12}}{d}\end{aligned}\quad (1.3.1.2)$$

da cui si ricava infine:

$$L_1 = \frac{\Phi_t}{I} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2D_{12}}{d}\quad (1.3.1.3)$$

b) Calcolando il contributo interno del flusso:

Si considera l'energia immagazzinata nel campo magnetico per unità di volume, valutando una sezione del conduttore di raggio R come in figura 1.5.



Figura 1.5 Sezione del conduttore

Dal momento che nei punti interni al conduttore in cui si ha circonferenza di raggio $r < R$, il campo magnetico H vale:

$$H = \frac{Ir}{2\pi R^2} \quad (1.3.1.4)$$

e osservando che l'energia immagazzinata nel campo magnetico per unità di volume è pari a:

$$W = \frac{1}{2} \mu H^2 \quad (1.3.1.5)$$

risulta che nel volume infinitesimo di conduttore $dv = l 2\pi r dr$, l'energia immagazzinata è:

$$dW = \frac{1}{2} \mu_0 H^2 dv = \frac{1}{2} \mu_0 \left(\frac{Ir}{2\pi R^2} \right)^2 l 2\pi r dr = \frac{I^2 r^3}{4\pi R^4} \mu_0 l dr \quad (1.3.1.6)$$

Dove la permeabilità del conduttore è pari a μ_0 dell'aria.
L'energia totale immagazzinata per un tratto l risulta infine:

$$W = \frac{\mu_0 I^2 l}{4\pi R^4} \int_0^R r^3 dr = \frac{\mu_0 I^2 l}{16\pi} \quad (1.3.1.7)$$

da cui si ricava che per un tratto di lunghezza unitaria si ha:

$$W_1 = \frac{\mu_0 I^2}{16\pi} \quad (1.3.1.8)$$

Considerando poi la relazione $W_1 = \frac{1}{2} L_2 I^2$, dall'uguaglianza tra questa e la relazione (1.3.1.8) si ottiene l'induttanza:

$$L_2 = \frac{\mu_0}{8\pi} = 0.05 \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.1.9)$$

Unendo i valori delle induttanze ricavate dal calcolo dei due contributi del flusso risulta:

$$L = 0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{2D}{d} \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.1.10)$$

1.3.2 Calcolo dei coefficienti di autoinduzione di una linea ad n conduttori

Rispetto al caso precedente qui si ha un sistema formato da n conduttori percorsi dalle rispettive correnti i_r (con $r = 1, 2, \dots, n$), supponendo che queste soddisfino la condizione $\sum_r^n i_r = 0$.

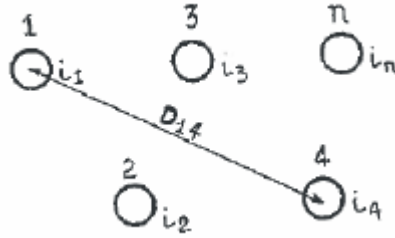


Figura 1.6 Distribuzione di n conduttori in sezione

In questo modo si considera che il sistema abbia componente omopolare nulla. Secondo il principio di sovrapposizione degli effetti potremmo pensare ad $n - 1$ linee bifilari costituite dalle coppie di conduttori 1-2, 1-3, 1-4, ..., 1- n , percorse rispettivamente dalle correnti $i_1, i_2, i_3, i_4, \dots, i_n$.

Il flusso totale concatenato con il conduttore 1 è uguale alla somma dei flussi dovuti alle singole coppie.

Applicando la (1.3.1.10) si ottiene:

$$\begin{aligned} \Phi_1 = & -i_2 \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{2D_{12}}{d_1} \right) - i_3 \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{2D_{13}}{d_1} \right) - \dots \\ & \dots - i_n \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{2D_{1n}}{d_1} \right) \end{aligned} \quad (1.3.2.1)$$

dove:

- d_1 : diametro del conduttore 1.
- D_{1r} : distanza tra i conduttori 1 ed r .

Applicando dei semplici calcoli risulta:

$$\Phi_1 = (-i_2 - i_3 - i_4 - \dots - i_n) \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{d_1} \right) - i_2 0.46 \log_{10} 2D_{12} \dots$$

$$\dots - i_3 0.46 \log_{10} 2D_{13} - \dots - i_n 0.46 \log_{10} 2D_{1n} = \quad (1.3.2.2)$$

$$i_1 \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{d_1} \right) + i_2 (-0.46 \log_{10} 2D_{12}) + \dots + i_n (-0.46 \log_{10} 2D_{1n})$$

Dall'espressione (1.3.2.2) si possono estrapolare i coefficienti di autoinduzione e di mutua induzione che caratterizzano rispettivamente il contributo al flusso totale concatenato con un conduttore, dovuto alla corrente nel conduttore stesso e degli altri conduttori.

Se definisce quindi il *coefficiente di autoinduzione* come segue:

$$L_{11} = 0,05 + 0.46 \log_{10} \left(\frac{1}{d_1} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.2.3)$$

mentre gli $n - 1$ *coefficienti di mutua induzione* sono:

$$M_{1s} = -0.46 \log_{10} 2D_{1s} \quad \text{dove } s = 1, 2, \dots, n \quad (1.3.2.4)$$

Se si passa ora a considerare il caso più generale di un sistema in cui vige sempre la regola $\sum_r^n i_r = 0$, per il generico conduttore r -esimo di diametro d_r si ha un coefficiente di autoinduzione pari a:

$$L_{rr} = 0,05 + 0.46 \log_{10} \left(\frac{1}{d_r} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.2.5)$$

e i coefficienti di mutua induzione risultano:

$$M_{rs} = -0.46 \log_{10} 2D_{rs} \quad \text{dove } s = 1, 2, \dots, n \quad (1.3.2.6)$$

1.3.3 Calcolo delle induttanze di una linea con conduttori a fascio

Operando in altissima tensione, i conduttori di fase sono caratterizzati da sezioni molto elevate che portano ad alcuni svantaggi, come ad esempio il peso consistente da sostenere nelle linee aeree. Si rende necessario quindi sostituire tali conduttori di grossa dimensione con due o più subconduttori per fase, ciascuno con sezione ridotta rispetto a quella calcolata.

Per il calcolo della matrice delle induttanze si possono utilizzare le formule per le linee polifase. Considerando ad esempio il caso di una linea trifase in cui i conduttori di fase sono posti ai vertici di un triangolo ed ogni fase è composta da due subconduttori posti a distanza Δ tra di loro e ognuno con diametro pari a $d = 2r$, come nella figura seguente:

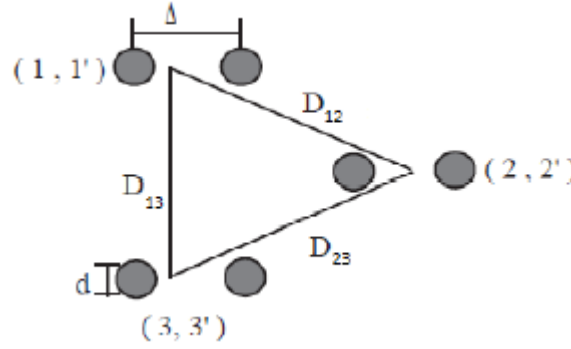


Figura 1.7 Linea trifase con due conduttori per fase

Supponendo che valga sempre la condizione $\sum_r^n i_r = 0$, che in questo caso darà:

$$i_{fase1} + i_{fase2} + i_{fase3} = 0 \quad (1.3.3.1)$$

e ipotizzando, come si vede in figura 1.7, che le distanze fra le fasi siano uguali alle distanze fra i conduttori di fase diverse, si ha che:

$$i_1 = i_{1'}; i_2 = i_{2'}; i_3 = i_{3'} \quad (1.3.3.2)$$

Essendo i conduttori del fascio identici tra loro. Si ottiene perciò:

$$i_{fase1} = 2i_1; i_{fase2} = 2i_2; i_{fase3} = 2i_3 \quad (1.3.3.3)$$

Ragionando sulle relazioni utilizzate nel caso più generale di linea polifase si può ricavare di conseguenza il seguente flusso magnetico:

$$\begin{aligned} \Phi_1 &= -i_{1'} \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{\Delta}{r} \right) - i_2 \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{D_{12}}{r} \right) - \dots \\ &\dots - i_{2'} \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{D_{12}}{r} \right) - i_3 \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{D_{13}}{r} \right) - \dots \\ &\dots - i_{3'} \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{D_{13}}{r} \right) = \\ &= i_1 \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{r} \right) + i_{1'} (-0.46 \log_{10} \Delta) + i_2 (-0.46 \log_{10} D_{12}) + \dots \\ &\dots + i_{2'} (-0.46 \log_{10} D_{12}) + i_3 (-0.46 \log_{10} D_{13}) + i_{3'} (-0.46 \log_{10} D_{13}) = \\ &= i_1 \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{\Delta r} \right) + i_2 (-0.92 \log_{10} D_{12}) + i_3 (-0.92 \log_{10} D_{13}) = \\ &= i_{fase1} \frac{1}{2} \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{\Delta r} \right) + i_{fase2} (-0.46 \log_{10} D_{12}) + \dots \end{aligned}$$

$$\dots + i_{fase3}(-0.46 \log_{10} D_{13}) \quad (1.3.3.4)$$

Si può quindi determinare il *coefficiente di autoinduzione* che segue:

$$L_{11} = \frac{1}{2} \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{\Delta r} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.3.5)$$

mentre i *coefficienti di mutua induzione* sono:

$$M_{12} = -0.46 \log_{10} D_{12} \left[\frac{mH}{km} \right] ; \quad M_{13} = -0.46 \log_{10} D_{13} \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.3.6)$$

Calcolando gli altri flussi rimanenti, considerando le 5 coppie di correnti rimanenti, si ottiene una matrice 6x6 di induttanze, i cui elementi sono:

$$\text{- Auto: } L_{rr} = \frac{1}{2} \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{\Delta r} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.3.7)$$

$$\text{- Mutue: } M_{rs} = 0.46 \log_{10} D_{12} \left[\frac{mH}{km} \right] \quad \text{con } r \neq s \quad (1.3.3.8)$$

dove $r = 1, 1', 2, 2', 3, 3'$; $s = 1, 1', 2, 2', 3, 3'$.

Calcolando il flusso magnetico Φ_1 , risultano gli stessi coefficienti di autoinduzione e mutua induzione calcolati per il flusso Φ_1 . Lo stesso si può affermare per i flussi delle altre due fasi, ed inoltre si ha che $L_{11} = L_{22} = L_{33} = L$.

Tenendo conto di tutte queste informazioni si può ottenere infine una matrice delle induttanze di dimensione 3x3:

$$\begin{bmatrix} L & M_{12} & M_{13} \\ M_{12} & L & M_{23} \\ M_{13} & M_{23} & L \end{bmatrix} \quad (1.3.3.9)$$

Nel caso in cui vengano considerati 3 subconduttori per ogni fase, come si può vedere in figura 1.8, si può ragionare in modo analogo a quanto fatto per il caso precedente che considerava solo 2 subconduttori per fascio.

Anche in questo caso si ipotizzerà che i subconduttori siano uguali tra loro in modo da avere:

$$i_1 = i_{1'} = i_{1''} ; i_2 = i_{2'} = i_{2''} ; i_3 = i_{3'} = i_{3''} \quad (1.3.3.10)$$

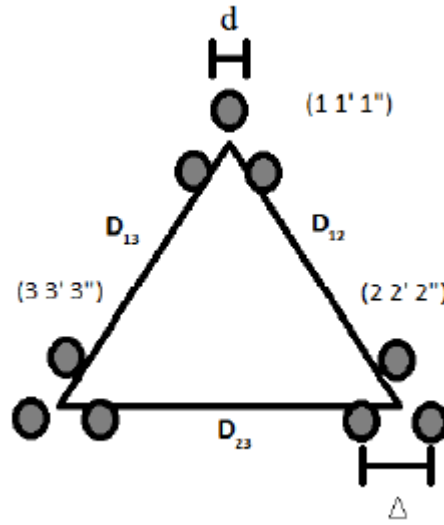


Figura 1.8 Linea trifase con 3 subconduttori per fase

Si ottiene quindi:

$$i_{fase1} = 3i_1 ; i_{fase2} = 3i_2 ; i_{fase3} = 3i_3 \quad (1.3.3.11)$$

Seguendo i calcoli svolti per il caso precedente si ottengono in questo caso:

$$\text{- Auto: } L_{rr} = \frac{1}{3} \left(0.05 + 0.46 \log_{10} \frac{1}{\Delta^2 r} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.3.12)$$

$$\text{- Mutue: } M_{rs} = 0.46 \log_{10} D_{12} \left[\frac{mH}{km} \right] \quad \text{con } r \neq s \quad (1.3.3.13)$$

dove $r = 1, 2, 3$; $s = 1, 2, 3$.

Si nota che la relazione che esprime la mutua induttanza resta invariata in entrambi i casi, e questo perché si suppone di considerare soltanto la distanza dal centro del fascio dei subconduttori, e non la distanza dei singoli subconduttori.

L'autoinduttanza invece cambia in relazione con la geometria del fascio.

1.3.4 Calcolo delle induttanze di una linea trifase trasposta

Si passa ora ad analizzare una linea trifase che materialmente non è simmetrica, dato che i conduttori di fase, anche se uguali come caratteristiche, non sono più disposti ai vertici di un triangolo equilatero.

Questo tipo di studio è molto importante dato che nei sistemi reali molto spesso i conduttori di fase sono posizionati su piani orizzontali o verticali in cui non si ha simmetria.

Sempre considerando i casi reali si deve tenere conto del fatto che anche posizionando i conduttori ai vertici di un triangolo equilatero, la simmetria verrebbe

comunque a mancare se si considerano le distanze tra i conduttori ed altri elementi come il terreno o le funi di guardia.

Di conseguenza si ha che il flusso totale che si concatena con un conduttore è differente da conduttore a conduttore, e da questo ne risulta che:

$$M_{12} \neq M_{23} \neq M_{13} \quad (1.3.4.1)$$

Per rendere questo flusso globalmente uguale per i tre conduttori, si opera quindi alla *trasposizione delle fasi* che consiste nel suddividere l'intera linea in tre tratti uguali (o multipli di tre) e cambiare la disposizione delle fasi per ogni tratto, in modo che ciascun conduttore vada a collocarsi in tutte e tre le posizioni possibili lungo la linea.

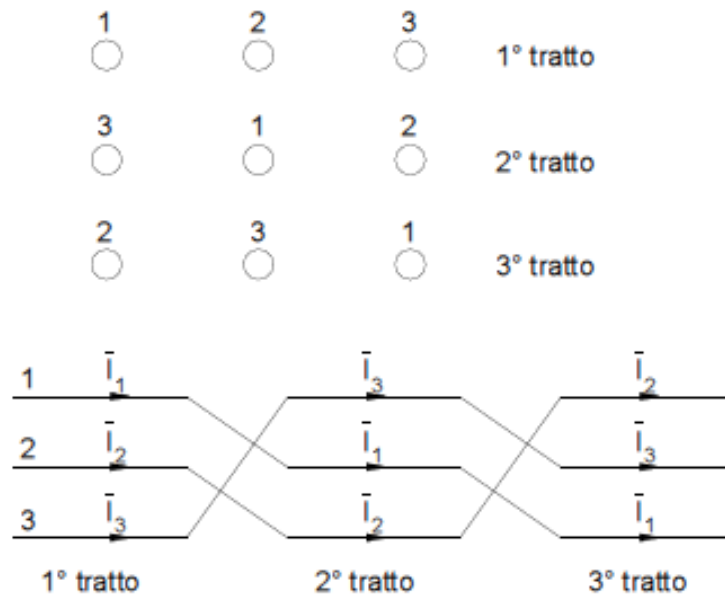


Figura 1.9 Metodo di trasposizione

Utilizzando questo metodo, anche se ogni tratto in cui è stata suddivisa la linea rimane materialmente dissimmetrico, la stessa linea vista nella sua interezza diventa simmetrica.

Calcolando le auto e mutue induttanze di ogni tratto di linea, si ottiene per ognuno la rispettiva matrice di dimensione 3x3:

I° Tratto:

$$\begin{bmatrix} L & M_{12} & M_{13} \\ M_{12} & L & M_{23} \\ M_{13} & M_{23} & L \end{bmatrix} \quad (1.3.4.2)$$

II° Tratto:

$$\begin{bmatrix} L & M_{13} & M_{23} \\ M_{13} & L & M_{12} \\ M_{23} & M_{12} & L \end{bmatrix} \quad (1.3.4.3)$$

III° Tratto:

$$\begin{bmatrix} L & M_{23} & M_{12} \\ M_{23} & L & M_{13} \\ M_{12} & M_{13} & L \end{bmatrix} \quad (1.3.4.4)$$

Sommando queste tre matrici si può infine ottenere quella che è la matrice delle induttanze dell'intera linea, la qual sarà caratterizzata dall'avere:

- Valore $3L$:
rappresenta le autoinduttanze che si trovano sulla diagonale principale della matrice.
- Valore $M = M_{12} + M_{23} + M_{13}$:
rappresenta le mutue induttanze che si collocano fuori dalla diagonale ed avendo lo stesso valore rendono la linea simmetrica.

Se si va quindi a valutare il flusso magnetico totale concatenato con il solito conduttore 1 nelle tre posizioni, si otterranno le relazioni:

$$\bullet \quad \phi_{1t}^{(1)} = LI_1 + M_{12}I_2 + M_{13}I_3 \quad (\text{I° Tratto}) \quad (1.3.4.5)$$

$$\bullet \quad \phi_{1t}^{(2)} = LI_1 + M_{13}I_2 + M_{23}I_3 \quad (\text{II° Tratto}) \quad (1.3.4.6)$$

$$\bullet \quad \phi_{1t}^{(3)} = LI_1 + M_{23}I_2 + M_{12}I_3 \quad (\text{III° Tratto}) \quad (1.3.4.7)$$

Il flusso concatenato con il conduttore 1 sarà quindi dato dalla media dei tre tratti, dando il seguente risultato:

$$\begin{aligned} \phi_1 &= \frac{\phi_{1t}^{(1)} + \phi_{1t}^{(2)} + \phi_{1t}^{(3)}}{3} = LI_1 + \frac{M_{12} + M_{23} + M_{13}}{3} (I_2 + I_3) = \dots \\ &\dots = LI_1 + M(I_2 + I_3) \end{aligned} \quad (1.3.4.8)$$

Eseguendo gli stessi calcoli anche per i flussi concatenati rispettivamente con il conduttore 2 e con il conduttore 3 si può ricavare la seguente matrice:

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (1.3.4.9)$$

da cui si identifica la matrice delle induttanze con valori L di autoinduttanza e valori M di mutua induttanza.

Si può ora analizzare il caso seguente:

$$I_2 + I_3 = -I_1 \quad (1.3.4.10)$$

in cui il flusso concatenato con il conduttore 1 calcolato diventa:

$$\phi_1 = (L - M)I_1 \quad (1.3.4.11)$$

E la rispettiva induttanza è quindi:

$$L_{1t} = [L - M] \quad (1.3.4.12)$$

Utilizzando ancora una volta lo stesso procedimento per i flussi concatenati con gli altri due conduttori si ricaverà rispettivamente le induttanze L_{2t} e L_{3t} che risultano comunque uguali a L_{1t} . Si può quindi affermare che la trasposizione delle fasi permette di ricavare un'unica induttanza di linea, definita come *induttanza di servizio*, e rappresentata nella formula seguente:

$$L = 0.46 \log_{10} \left(\frac{D_m}{R_m} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.4.13)$$

dove:

- R_m : raggio medio equivalente;
- D_m : distanza media equivalente.

Indicando poi con:

- Δ : distanza tra i conduttori di ogni fase;
- R : raggio del subconduttore;
- n : numero di subconduttori per fase.

Dato che il raggio medio equivalente dipende dal numero di subconduttori per fase, il calcolo varia a seconda di n nel seguente modo:

- $R_m = \sqrt[2]{R\Delta}$ per $n = 2$ (1.3.4.14)

- $R_m = \sqrt[3]{R\Delta^2}$ per $n = 3$ (1.3.4.15)

- $R_m = \sqrt[4]{1.41R\Delta^3}$ per $n = 4$ (1.3.4.16)

La distanza media equivalente D_m invece dipende dal numero di terne in parallelo montate sulla stessa palificazione.

Bisogna infatti tener conto della mutua induttanza di ciascuna terna con le altre vicine, e per fare questo si deve moltiplicare il valore della distanza media geometrica tra le fasi della terna considerata, per il rapporto tra la distanza media geometrica dei conduttori della suddetta terna dai conduttori di fase diversa dalle altre terne, e la distanza media geometrica degli stessi conduttori da quelli di fase uguale.

Se ad esempio si prendono due terne (1, 2, 3) e (1', 2', 3') poste come in figura 1.10:

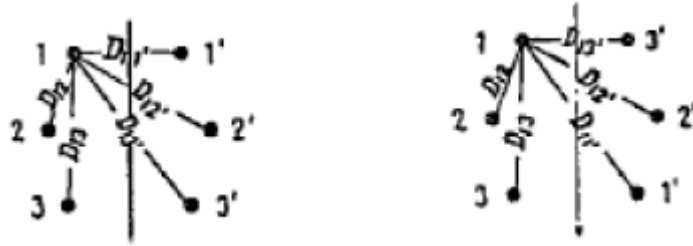


Figura 1.10 Distanze geometriche di una linea a doppia terna

la distanza media geometrica tra i conduttori della prima terna e quelli di fase diversa della seconda terna è:

$$\sqrt[6]{D_{12'} D_{13'} D_{21'} D_{23'} D_{31'} D_{32'}} \quad (1.3.4.17)$$

quella tra i conduttori di fase uguale è:

$$\sqrt[3]{D_{11'} D_{22'} D_{33'}} \quad (1.3.4.18)$$

e quella tra le fasi della prima terna è invece:

$$\sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}} \quad (1.3.4.19)$$

In definitiva si ricava la relazione:

$$D_m = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}} \cdot \frac{\sqrt[6]{D_{12'} D_{13'} D_{21'} D_{23'} D_{31'} D_{32'}}}{\sqrt[3]{D_{11'} D_{22'} D_{33'}}} \quad (1.3.4.20)$$

1.3.5 Geometric Mean Radius (GMR)

La presenza dell'effetto pelle, già definita per la resistenza, e la necessità di collocare i conduttori su sostegni posti a distanze considerevoli, hanno posto il problema di creare conformazioni del conduttore diverse dal semplice cilindro pieno.

Gli studi svolti per risolvere tali problemi hanno portato all'utilizzo di un conduttore cavo che contenga al suo interno un altro conduttore diverso e caratterizzato da migliori proprietà meccaniche. A causa dell'effetto pelle la densità di corrente sarà concentrata nel conduttore cavo, quindi il conduttore interno potrà avere una resistenza anche molto elevata.

Solitamente si utilizza:

- **Alluminio:** Materiale conduttore cavo esterno.
- **Acciaio:** Materiale interno con alte proprietà meccaniche.

Partendo da queste considerazioni sono poi nate nuove tipologie di conduttori come ad esempio i conduttori a corda, i quali sono costituiti da trefoli come si può vedere nella seguente figura:

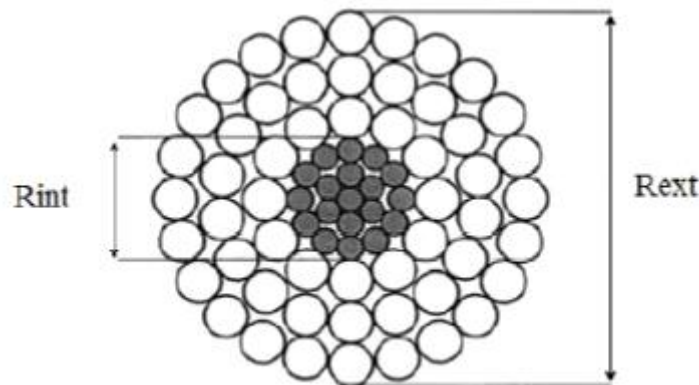


Figura 1.11 Sezione conduttore a corda in alluminio-acciaio

Tutto ciò va ad incidere nel calcolo dell'induttanza in quanto è necessario considerare gli effetti causati dalle varie tipologie di conduttore sul calcolo analitico. Per tale calcolo, diventa particolarmente importante conoscere il raggio medio equivalente (GMR), che permette di considerare un qualsiasi tipo di conduttore come un conduttore cilindrico pieno.

Il GMR avrà quindi un valore minore del raggio del materiale conduttore e maggiore del raggio del materiale con proprietà meccaniche, come mostrato in figura 1.12.

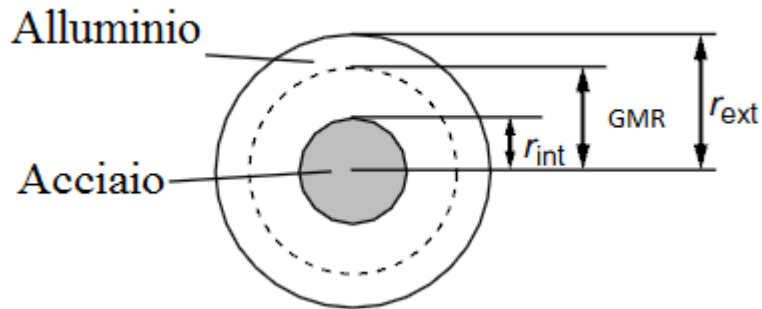


Figura 1.12 GMR conduttore alluminio-acciaio

Denominando il raggio medio equivalente con r' , questo può essere calcolato attraverso la relazione:

$$r' = r \cdot e^{\frac{-\mu r}{4}} \quad (1.3.5.1)$$

o, nel caso in cui il conduttore non sia in materiale ferromagnetico:

$$r' = r \cdot e^{\frac{-1}{4}} = 0.7788 \cdot r \quad (1.3.5.2)$$

dove, in entrambi i casi, r rappresenta il raggio del conduttore.

Tale formula può essere generalizzata, in modo da essere utilizzata facilmente a livello pratico, sotto la seguente forma:

$$r' = r \cdot m \quad (1.3.5.3)$$

In tale relazione il valore del fattore m si può trovare nei tabulati di diversi testi riguardanti i conduttori utilizzati comunemente.

Il GMR trova applicazione pratica soprattutto nel caso in cui è necessario l'utilizzo di linee che operano con conduttori a fascio. Ad esempio è possibile rappresentare una fase trinata (composta da tre subconduttori) di un elettrodo in alta tensione come un unico conduttore avente come raggio il GMR.

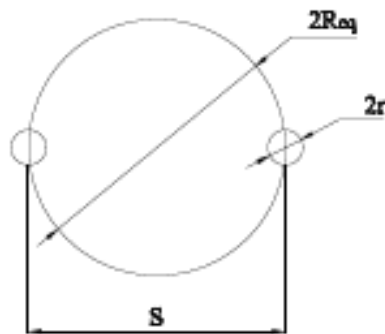


Figura 1.13 Raggio medio equivalente di un gruppo di conduttori a fascio

Se n subconduttori di una fase sono disposti su una circonferenza come in figura 1.13, ai fini del calcolo delle auto e mutue impedenze, questi potranno essere sostituiti con un conduttore equivalente di raggio:

$$R_{eq} = R \sqrt[n]{n \frac{r}{R}} \quad (1.3.5.4)$$

oppure conoscendo la distanza S tra conduttori adiacenti:

$$R_{eq} = \frac{S}{2 \sin(\pi/2)} \quad (1.3.5.5)$$

1.3.6 Equazioni di Carson

Lo studio degli accoppiamenti induttivi viene fatto sulla base della teoria di Carson per le linee con ritorno nel terreno che permette di determinare i valori dell'auto e della mutua impedenza di ciascun conduttore.

A tale scopo si considera una linea elettrica trifase, caratterizzata da un sistema di correnti squilibrate, la cui somma è pertanto diversa da zero, e costringe la corrente che scorre in un qualsiasi conduttore della linea, a non avere ritorno sugli altri due conduttori ma bensì attraverso il terreno, le funi di guardia o una combinazione di questi mezzi.

A seconda del tipo di linea da studiare è possibile introdurre alcune approssimazioni che consistono nell'assumere le seguenti ipotesi, valide nella maggior parte dei casi pratici:

- La linea elettrica è orizzontale e segue una linea retta di infinita lunghezza nella stessa direzione in cui scorre la corrente.
- Le linee di cui vengono calcolate le mutue induttanze sono parallele tra loro.
- Il terreno è omogeneo, con resistenza finita e permeabilità magnetica relativa $\mu_r = 1$. Inoltre la corrente nel terreno scorre nella stessa direzione della linea.

L'approccio di Carson fu di rappresentare una linea con i conduttori connessi a una sorgente elettrica in un estremo e connessa al terreno nell'altro estremo. In figura 1.14, viene illustrato un esempio semplificato, con una linea costituita da due conduttori, anche se la trattazione può essere estesa a un sistema di n conduttori.

I due conduttori, denominati con le lettere i e j , in cui scorrono le rispettive correnti I_i e I_j sono connessi a terra, ed un conduttore fittizio, denominato con la lettera d , rappresenta il percorso di ritorno per le correnti.

In questo conduttore scorre la corrente:

$$I_d = -I_i - I_j \quad (1.3.6.1)$$

I valori delle auto e mutue impedenze posso essere calcolati utilizzando le relazioni (1.3.2.5) e (1.3.2.6).

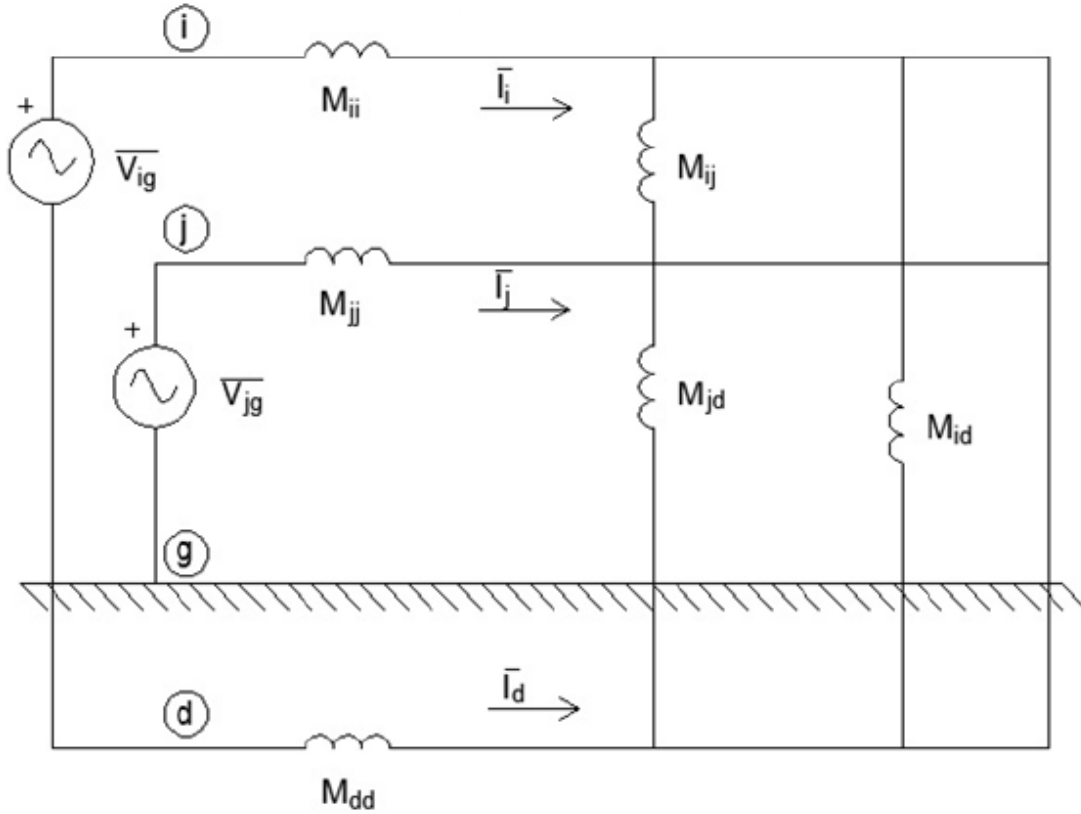


Figura 1.14 Circuito equivalente con conduttore di terra

Nel caso analizzato in figura 1.14 si ha:

$$M_{ii} = 0,05 + 0,46 \log_{10} \left(\frac{1}{d_i} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.6.2)$$

$$M_{ij} = -0,46 \log_{10} 2D_{ij} \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (1.3.6.3)$$

Scrivendo la seconda legge di Kirchhoff delle tensioni si può calcolare il modulo del fasore:

$$V_{ig} = j\omega \{ M_{ii} I_i + M_{ij} I_j + M_{id} I_d - (M_{dd} I_d + M_{di} I_i + M_{dj} I_j) \} \quad (1.3.6.4)$$

Raccogliendo a fattor comune le correnti si ottiene:

$$V_{ig} = j\omega \{ (M_{ii} - M_{di}) I_i + (M_{ij} - M_{dj}) I_j + (M_{id} - M_{dd}) I_d \} \quad (1.3.6.5)$$

Considerando la formula (1.3.6.1) si ottiene:

$$\mathbf{V}_{ig} = j\omega \{ \mathbf{M}_{cii} \mathbf{I}_i + \mathbf{M}_{cij} \mathbf{I}_j \} \quad (1.3.6.6)$$

dove:

$$\bullet \quad M_{cii} = M_{ii} + M_{dd} - 2M_{id} \quad (1.3.6.7)$$

$$\bullet \quad M_{cij} = M_{ij} + M_{dd} - M_{jd} - M_{id} \quad (1.3.6.8)$$

Considerando tali espressioni lo schema elettrico equivalente, sempre a due conduttori, viene modificato come in figura 1.15.

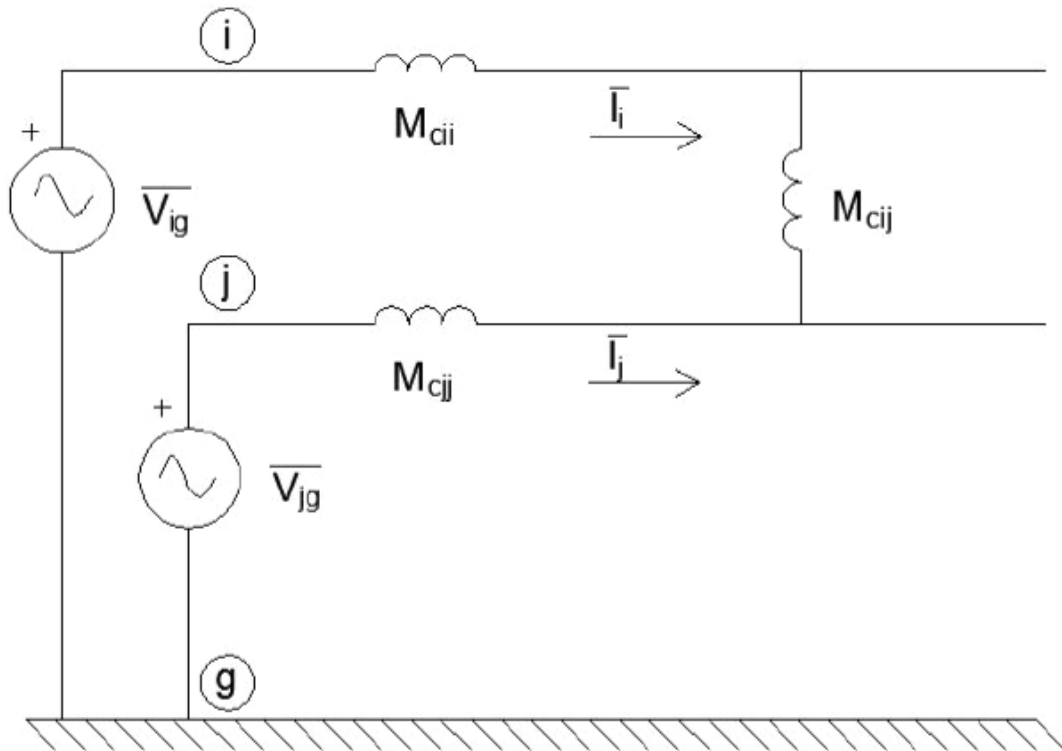


Figura 1.15 Circuito equivalente senza conduttore di terra

Confrontando la matrice delle induttanze che tiene conto dell'effetto del terreno ($[M_{Carson}]$) con la matrice delle induttanze ($[M]$) che invece non ne tiene conto, si possono determinare due notevoli differenze:

1. Gli elementi fuori dalla diagonale della matrice $[M_{Carson}]$ sono positivi mentre in $[M]$ sono negativi.
2. Tutti gli elementi della matrice $[M_{Carson}]$ sono maggiori in modulo degli elementi di $[M]$.

Tali differenze sono chiarite dal fatto che la matrice $[M_{Carson}]$ considera un modello equivalente della linea.

La spiegazione fisica è la seguente: il flusso totale concatenato con il generico conduttore della linea, somma di quello relativo alle spire formate con gli altri due conduttori e di quello relativo alla spira formata con il conduttore immaginario (di dimensioni molto più grandi delle prime due spire), ha un termine predominante, cioè quello relativo al flusso connesso alla spira formata con il conduttore immaginario.

Ciò che non viene definito è come calcolare il diametro del conduttore e le mutue distanze tra il conduttore fittizio e gli altri due conduttori.

E' proprio la teoria di Carson a risolvere tale problema utilizzando:

- **La teoria dei conduttori immagine:**

Questa considera il terreno come un piano orizzontale, con estensione indefinita, contraddistinto da resistività ρ uniforme, e parallelo ai conduttori di fase (considerati trasposti in modo da poterli ritenere mediamente tutti alla stessa altezza dal terreno).

Si parte dal considerare il terreno come un conduttore perfetto ($\rho = 0$), ricavando così delle formule che poi potranno essere modificate e corrette per tener conto della resistività del terreno che si suppone uniforme, ma non nulla.

Si considera per prima cosa un circuito costituito da un conduttore "a", collocato alla distanza h_a dal terreno e dalla terra di ritorno.

Una volta che nel conduttore fluisce corrente, si genera un campo magnetico le cui linee di flusso in vicinanza del terreno, risultano ad esso parallele ed aperte e che quindi non lo attraversano.

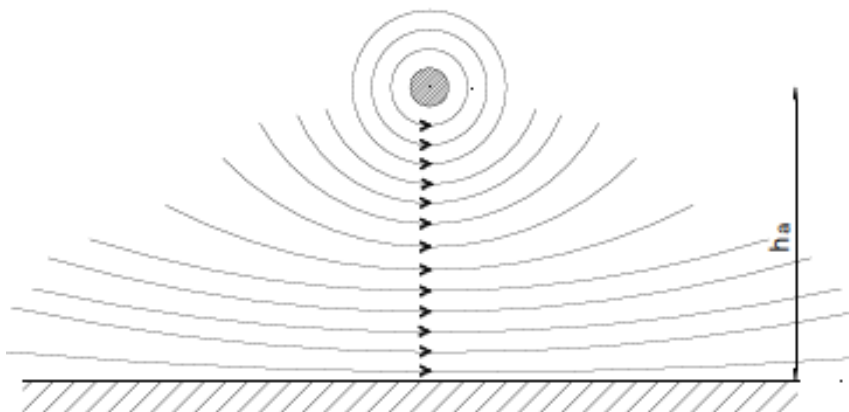


Figura 1.16 Campo magnetico generato dal conduttore "a"

Si immagini poi che vi sia una spira ideale nel terreno, e che come viene mostrato in figura 1.17, per assurdo una linea di flusso del campo magnetico generato dal conduttore si concateni con essa.

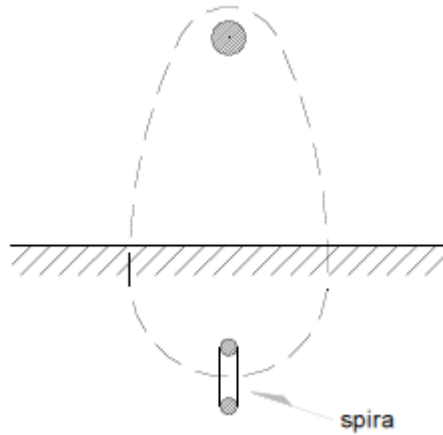


Figura 1.17 Linea di flusso con la spira ideale nel terreno

In tale spira nasce una forza elettromotrice indotta ed una corrente indotta che si oppone alla causa che l'ha generata.

Applicando il secondo principio di Kirchhoff alla spira si ottiene:

$$e = \frac{d\varphi}{dt} + ri \quad (1.3.6.9)$$

Tenendo presente che:

- $r = 0$ perché per ipotesi si ha $\rho = 0$;
- $e = 0$ dato che nel terreno non ci sono sorgenti di f.e.m.

si otterrà dunque $\frac{d\varphi}{dt} = 0$ da cui risulta $\varphi = \text{costante}$. Il flusso rimarrà quindi costante all'interno del terreno (per la legge di circolazione del flusso concatenato), e le correnti di ritorno fluiranno sulla superficie del terreno, in uno strato sottile con densità variabile trasversalmente in modo da impedire che qualunque linea di flusso magnetico penetri in esso.

Il medesimo effetto si ottiene considerando "a" come conduttore di andata, e "a'" come conduttore di ritorno, il quale funge da immagine del primo e in cui circola la stessa corrente del conduttore di andata, ma con verso opposto.

Il conduttore "a'" è caratterizzato anche dalle stesse dimensioni di "a" e posto in modo simmetrico a quest'ultimo rispetto al terreno (esattamente alla profondità h_a), come viene illustrato in figura 1.18.

In questa maniera il flusso magnetico generato dalla corrente che percorre il circuito è pari alla metà superiore del flusso prodotto dalla corrente circolante nel circuito formato dal conduttore e dalla sua immagine elettrica.

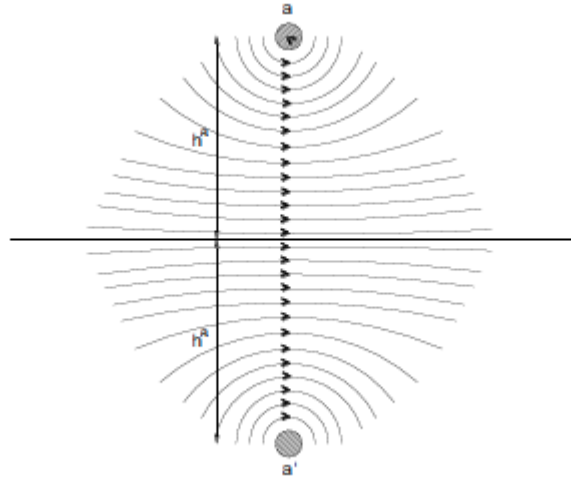


Figura 1.18 Conduttore e sua immagine elettrica che generano il campo magnetico

L'impedenza propria Z_{aag} del circuito preso in esame, può essere calcolata pensando che questa è costituita da:

- **Una resistenza:** coincidente con la resistenza del conduttore considerato.
- **Una reattanza:** di un circuito completamente metallico formato da due conduttori uguali e paralleli, distanti tra di loro il doppio dell'altezza di ciascun conduttore dal terreno.

L'autoimpedenza per unità di lunghezza $[km]$ del circuito sarà quindi:

$$Z_{aag} = r + j2\pi f \left[0.4606 \cdot 10^{-3} \log_{10} \frac{2ha}{D_{11}} \right] \left[\frac{Ohm}{km} \right] \quad (1.3.6.10)$$

dove:

- r : resistenza per unità di lunghezza in $[Ohm/km]$ del conduttore;
- ha : altezza da terra del conduttore $[m]$;
- D_{11} : raggio medio geometrico in $[m]$ del conduttore.

Supponendo ora di avere un secondo conduttore “b”, all’altezza “ h_b ” dal terreno e posto in vicinanza di “a”, si va a costituire un circuito formato dai due conduttori e le rispettive terre di ritorno, come illustrato in figura 1.19, a cui viene applicato il principio delle immagini elettriche.

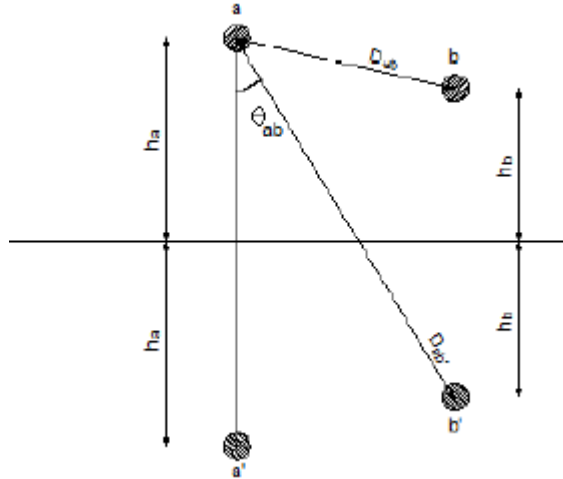


Figura 1.19 Sistema di due conduttori con relative immagini

Considerando tale sistema si può calcolare la mutua impedenza \mathbf{Z}_{abg} tra i circuiti a e b , che sarà definita dalla formula seguente:

$$\mathbf{Z}_{abg} = 0 + j2\pi f \left[0.4606 \cdot 10^{-3} \log_{10} \frac{D_{ab'}}{D_{ab}} \right] \left[\frac{\text{Ohm}}{\text{km}} \right] \quad (1.3.6.11)$$

dove:

- D_{ab} : distanza in [m] tra i conduttori “a” e “b”;
- $D_{ab'}$: distanza in [m] tra il conduttore “a” e l’immagine elettrica “b” del conduttore “b”;
- f : frequenza in [Hz].

In tale situazione la resistenza dell’impedenza mutua \mathbf{Z}_{abg} è nulla, in quanto si ha una parte comune ai due circuiti rappresentata dal terreno.

La resistività del terreno verrà considerata ipotizzando che il terreno sia un solido infinito e uniforme, e quindi risulterà costante. Partendo da questa ipotesi si possono calcolare le auto e mutue impedenze del circuito, che sono rispettivamente:

$$\mathbf{Z}_{aag} = r_a + 4\omega P_{aa}G + j \left[X_a + 2\omega G \ln \left(\frac{D_{aa'}}{RD_a} \right) + 4\omega Q_{aa}G \right] \quad (1.3.6.12)$$

$$\mathbf{Z}_{abg} = 4\omega P_{ab}G + j \left[2\omega G \ln \left(\frac{D_{ab}}{D_{ab'}} \right) + 4\omega Q_{ab}G \right] \quad (1.3.6.13)$$

dove:

- RD_a : raggio del conduttore;
- f : frequenza;
- ρ : resistività del terreno;
- r_a : resistenza del conduttore “a”;
- ω : pulsazione;

e gli altri termini sono definiti dalle relazioni:

$$\bullet \quad G = \frac{\mu_0}{4\pi} \quad (1.3.6.14)$$

$$\bullet \quad X_a = 4\omega G \ln \frac{RD_a}{GMR_a} \quad (1.3.6.15)$$

$$\bullet \quad P_{ab} = \frac{\pi}{8} - \frac{k_{ab}}{3\sqrt{2}} \cos(qij) + \frac{k_{ab}^2}{16} \cos(2qij) \left(0.6728 + \ln \frac{2}{k_{ab}} \right) + \dots$$

$$\dots + \frac{k_{ab}^2}{16} \cos(2qij) qij \quad (1.3.6.16)$$

$$\bullet \quad Q_{ab} = -0.0386 + 0.5 \ln \frac{2}{k_{ab}} + \frac{k_{ab}}{3\sqrt{2}} \cos(qij) \quad (1.3.6.17)$$

X_a rappresenta la reattanza del conduttore “a”, in cui GMR_a è il raggio geometrico equivalente del medesimo conduttore.

Nelle ultime due formule sono determinate invece le potenze, rispettivamente attiva e reattiva, del sistema formato sempre dai due conduttori “a” e “b”, in cui si definisce il termine:

$$\bullet \quad k_{ab} = D_{ab} \sqrt{\frac{\mu_0 \omega}{\rho}} \quad (1.3.6.18)$$

Il principale problema che si ha nell'utilizzare queste relazioni è proprio la determinazione della resistività del terreno, perché questo normalmente non è omogeneo.

A livello pratico però, sono numerose le sperimentazioni che hanno dimostrato che anche in regioni dove il terreno è composto da più di due strati di differente natura è possibile determinare una resistività equivalente.

1.4 Capacità

Si considera in primo luogo che ogni conduttore nudo che compone una linea elettrica aerea si trova immerso in un isolante, rappresentato dall'aria circostante.

Tale considerazione porta alla realizzazione di accoppiamenti capacitivi sia tra tutte le coppie di conduttori presenti che tra ciascun conduttore e il terreno, poiché in tutti questi casi è possibile materializzare fisicamente la presenza di un condensatore (due armature metalliche con in mezzo interposto un dielettrico).

Gli effetti di tali accoppiamenti capacitivi hanno un ruolo importante nelle linee di trasmissione quando si ha a che fare con lunghezze considerevoli e soprattutto quando tali linee operano ad alte o altissime tensioni di esercizio. Questi potenziali elettrici molto elevati sono i principali responsabili della circolazione di correnti di spostamento tra i conduttori e tra i conduttori e il terreno.

Esaminando una linea aerea trifase di lunghezza considerevole e costituita da tre conduttori cilindrici, paralleli tra loro e rispetto alla superficie del terreno, si possono modellare gli accoppiamenti capacitivi utilizzando un sistema adeguato di condensatori, da inserire tra le coppie di conduttori e tra ciascun conduttore ed il terreno, come viene raffigurato nell'immagine seguente:

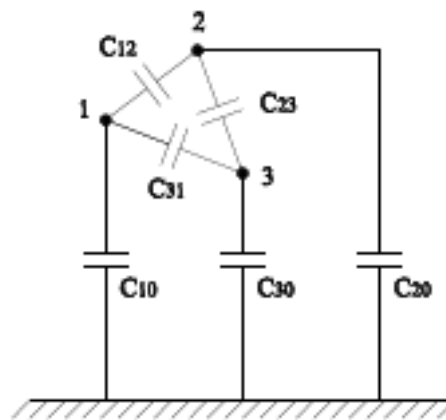


Figura 1.20 Sistema di condensatori

Conviene ora definire ed associare a ciascun conduttore della linea un unico condensatore, la cui capacità, denominata *capacità apparente*, è in grado di rappresentare sia gli accoppiamenti capacitivi tra il conduttore in esame e gli altri conduttori, che l'accoppiamento tra lo stesso ed il terreno.

L'introduzione di tale parametro rende possibile il disaccoppiamento dal punto di vista elettrostatico dei vari conduttori che costituiscono una linea elettrica in modo tale che questi rimangano indipendenti tra di loro, senza essere influenzati dal potenziale degli altri conduttori.

Si passa quindi al determinare il calcolo della capacità apparente per alcuni delle tipologie di linea aerea trifase più utilizzate, individuando quelle che possono essere le principali difficoltà all'interno dei sistemi elettrici per l'energia.

1.4.1 Calcolo della capacità di una linea monofase

Dato che la presenza del terreno altera la distribuzione delle linee di campo elettrico e del potenziale elettrostatico, per determinare la capacità di una linea monofase parallela al terreno stesso, verrà nuovamente utilizzato il metodo delle immagini elettriche.

Se si utilizza il principio di sovrapposizione degli effetti, questo metodo simmetrizza la distribuzione di cariche rispetto al piano di separazione tra il terreno ed il semispazio in cui è contenuta la linea. Si ottiene così una distribuzione di conduttori che pur essendo equivalente alla precedente, non tiene conto della presenza del semispazio occupato dal terreno.

Per il calcolo si considera ora un sistema simile a quello illustrato nel paragrafo precedente, composto da due conduttori e le rispettive immagini elettriche simmetriche rispetto al terreno, come illustrato in figura 1.21.

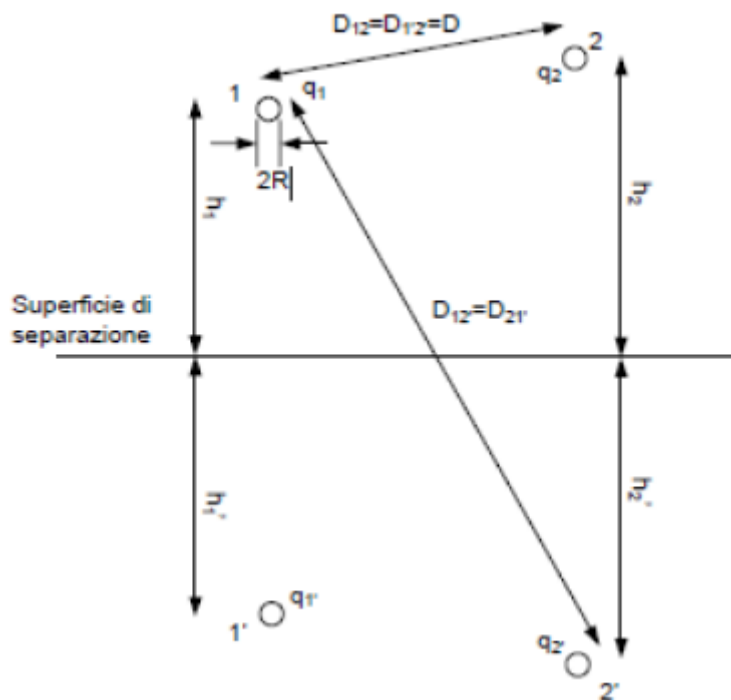


Figura 1.21 Metodo delle immagini: mutue distanze tra le cariche

Data la posizione simmetrica dei conduttori reali e delle immagini rispetto alla superficie di separazione, imponendo una carica q_i per unità di lunghezza sul conduttore i -esimo, si ottiene la seguente uguaglianza per i coefficienti di potenziale:

$$p_{12'} = p_{21'} \quad (1.4.1.1)$$

Applicando a tutte le cariche elettriche presenti, sia le reali che le immagini, il principio di sovrapposizione degli effetti, possono essere ricavate le seguenti relazioni relative a:

- Potenziale v_1 :

$$\begin{aligned} v_1 &= p_{11}q_1 + p_{12}q_2 + p_{11'}(-q_1) + p_{12'}(-q_2) = \dots \\ &\dots = (p_{11} - p_{11'})q_1 + (p_{12} - p_{12'})q_2 \end{aligned} \quad (1.4.1.2)$$

da cui risulta:

$$v_1 = p_{11}^*q_1 + p_{12}^*q_2 \quad (1.4.1.3)$$

- Potenziale v_2 :

$$\begin{aligned} v_2 &= p_{21}q_1 + p_{22}q_2 + p_{21'}(-q_1) + p_{22'}(-q_2) = \dots \\ &\dots = (p_{21} - p_{21'})q_1 + (p_{22} - p_{22'})q_2 \end{aligned} \quad (1.4.1.4)$$

da cui risulta:

$$v_2 = p_{21}^*q_1 + p_{22}^*q_2 \quad (1.4.1.5)$$

Le equazioni risultanti (1.4.1.3) e (1.4.1.5) possono anche essere unite sotto la seguente forma matriciale:

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{11}^* & p_{21}^* \\ p_{12}^* & p_{22}^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \end{bmatrix} \quad (1.4.1.6)$$

la quale può essere scritta anche in forma compatta:

$$[v] = [P][q] \quad (1.4.1.7)$$

ed il determinante della matrice $[P]$ sarà quindi dato dalla formula:

$$\Delta = p_{11}^* \cdot p_{22}^* - p_{12}^{*2} \quad (1.4.1.8)$$

I coefficienti di potenziale p_{11}^* , p_{12}^* e p_{22}^* , visti nelle formule precedenti, dipendono principalmente dalla geometria del sistema e sono definiti rispettivamente dalle seguenti relazioni:

$$p_{11}^* = \frac{\ln\left(\frac{2h_1}{R_1}\right)}{2\pi\epsilon_0} \quad (1.4.1.9)$$

$$p_{12}^* = \frac{\ln\left(\frac{D_{12'}}{D}\right)}{2\pi\epsilon_0} \quad (1.4.1.10)$$

$$p_{22}^* = \frac{\ln\left(\frac{2h_2}{R_2}\right)}{2\pi\epsilon_0} \quad (1.4.1.11)$$

Se a questo punto si determina la matrice inversa dei coefficienti di potenziale della (1.4.1.6), si ricava la matrice delle capacità:

$$\begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_{11} & c_{21} \\ c_{12} & c_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} \quad (1.4.1.12)$$

Dove le capacità stesse saranno definite dalle relazioni:

$$c_{11} = \frac{p_{22}^*}{\Delta} = \frac{\ln\left(\frac{2h_2}{R_2}\right)}{\Delta 2\pi\epsilon_0} \quad (1.4.1.13)$$

$$c_{22} = \frac{p_{11}^*}{\Delta} = \frac{\ln\left(\frac{2h_1}{R_1}\right)}{\Delta 2\pi\epsilon_0} \quad (1.4.1.14)$$

$$c_{12} = c_{21} = \frac{p_{12}^*}{\Delta} = \frac{\ln\left(\frac{D_{12'}}{D}\right)}{\Delta 2\pi\epsilon_0} \quad (1.4.1.15)$$

Ora si possono quindi determinare sia le relazioni che determinano le capacità tra i conduttori e il terreno, C_{10} e C_{20} , sia la capacità tra conduttori 1 e 2, cioè C_{12} .

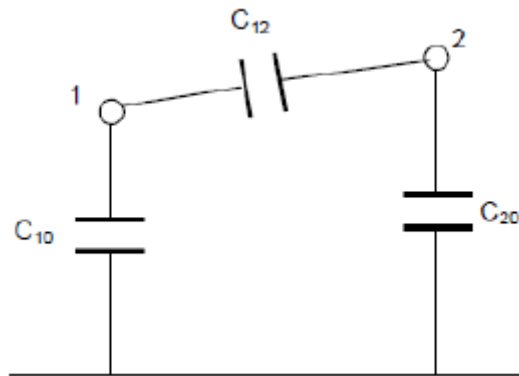


Figura 1.22 Capacità mutua e rispetto a terra dei conduttori della linea monofase

Dalla teoria dei campi le capacità illustrate in figura 1.22 possono essere espresse in funzione della matrice delle capacità:

$$C_{10} = c_{11} + c_{12} \quad (1.4.1.16)$$

$$C_{20} = c_{22} + c_{12} \quad (1.4.1.17)$$

$$C_{12} = -c_{12} \quad (1.4.1.18)$$

Si passa ora al concetto di *capacità di servizio*, che assume lo stesso significato già visto per l'induttanza di servizio, partendo dal supporre di avere tutti i conduttori con il medesimo raggio: $R_1 = R_2 = R$.

Si definisce poi il *coefficiente di potenziale medio* dei due conduttori, pari a:

$$p''_{11} = \frac{1}{2}(p^*_{11} + p^*_{22}) = \frac{\ln(2\sqrt{h_1 h_2})}{R2\epsilon\pi} \quad (1.4.1.19)$$

con:

$$p''_{11} = p''_{22} \quad (1.4.1.20)$$

Considerando quest'ultimo parametro si potrà di conseguenza calcolare la capacità C_{12} nel modo seguente:

$$C_{12} = \frac{p^*_{12}}{(p''_{11} - p^*_{12})(p''_{11} + p^*_{12})} \quad (1.4.1.21)$$

Data la relazione del coefficiente di potenziale medio (1.4.1.20), si può ricavare l'uguaglianza tra le capacità $C_{10} = C_{20} = C_t$, dove C_t rappresenta la capacità verso terra dei due conduttori, che varrà:

$$C_t = \frac{1}{(p''_{11} + p^*_{12})} \quad (1.4.1.22)$$

La capacità C_{12} può essere scomposta in due capacità, entrambe di valore $2 \cdot C_{12}$, collegate tra ciascun conduttore e la terra.

Di conseguenza la capacità totale C di ciascun conduttore risulterà:

$$C = C_t + 2 \cdot C_{12} = \frac{2\epsilon\pi}{\ln\left(\frac{D_2 h}{RD_{12}}\right)} \quad (1.4.1.23)$$

Se in questa si evidenzia l'equivalenza $2h' \cong D'_{12}$, si ottiene infine la relazione che definisce la *capacità di servizio* della linea:

$$C = \frac{0.024}{\ln\left(\frac{D}{R}\right)} \left[\frac{\mu F}{km} \right] \quad (1.4.1.24)$$

1.4.2 Calcolo della capacità di una linea trifase

In questo caso la trattazione riguarda una linea trifase, la quale è composta da tre conduttori disposti come in figura 1.23.

Si utilizzerà anche in tale sistema il metodo delle immagini elettriche per determinare la capacità di servizio della linea in esame.

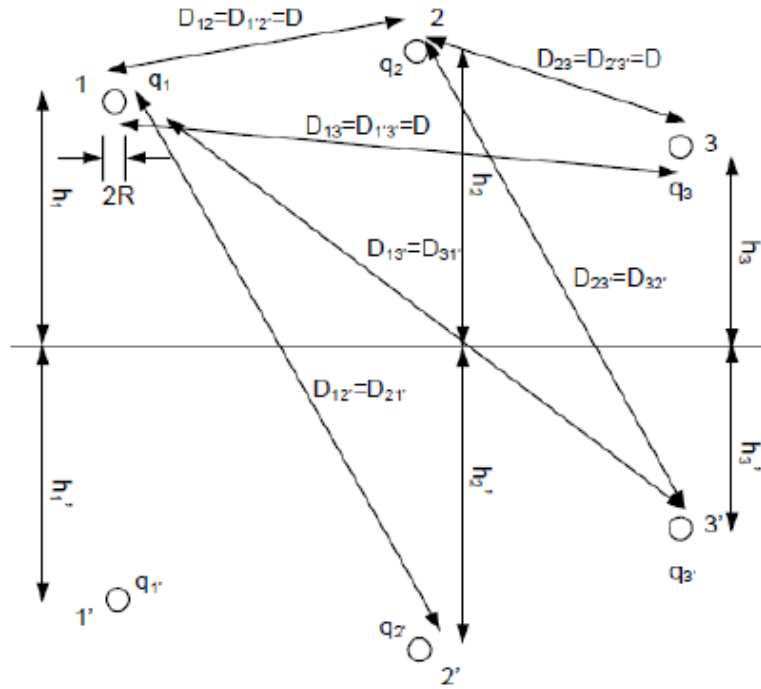


Figura 1.23 Metodo delle immagini con tre cariche

Il ragionamento per il calcolo della capacità di esercizio sarà analogo a quello visto per la linea monofase.

In questo caso le espressioni dei tre potenziali risulteranno:

$$v_1 = (p_{11} - p_{11'})q_1 + (p_{12} - p_{12'})q_2 + (p_{13} - p_{13'})q_3$$

da cui:

$$v_1 = p_{11}^*q_1 + p_{12}^*q_2 + p_{13}^*q_3 \quad (1.4.2.1)$$

$$v_2 = (p_{12} - p_{12'})q_1 + (p_{22} - p_{22'})q_2 + (p_{23} - p_{23'})q_3$$

da cui:

$$v_2 = p_{12}^*q_1 + p_{22}^*q_2 + p_{23}^*q_3 \quad (1.4.2.2)$$

$$v_3 = (p_{13} - p_{13'})q_1 + (p_{23} - p_{23'})q_2 + (p_{33} - p_{33'})q_3$$

da cui:

$$v_3 = p_{13}^*q_1 + p_{23}^*q_2 + p_{33}^*q_3 \quad (1.4.2.3)$$

Come fatto nel caso precedente, anche in questo si introducono i coefficienti di potenziale medi espressi in funzione delle distanze medie geometriche tra i conduttori reali e le loro immagini.

Ipotizzando sempre che tutti i conduttori abbiano il medesimo raggio ($R_1 = R_2 = R_3 = R$), il valore dei coefficienti di potenziale medi saranno:

$$p'_{11} = p'_{22} = p'_{33} = \frac{1}{3}(p_{11}^* + p_{22}^* + p_{33}^*) = \dots$$

$$\dots = \frac{\ln \frac{2\sqrt[3]{h_1 h_2 h_3}}{R}}{2\pi\epsilon} = \frac{\ln(2h'_{mg})}{2\pi\epsilon} \quad (1.4.2.4)$$

$$p'_{12} = p'_{23} = p'_{13} = \frac{1}{3}(p_{12}^* + p_{23}^* + p_{13}^*) = \dots$$

$$\dots = \frac{\ln \frac{\sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}}}{\sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}}}}{2\pi\epsilon} = \frac{\ln \left(\frac{D''_{mg}}{D'_{mg}} \right)}{2\pi\epsilon} \quad (1.4.2.5)$$

dove:

- $h'_{mg}, D''_{mg}, D'_{mg}$: distanze medie geometriche tra i conduttori reali e le immagini.

Tali coefficienti permettono di determinare le formule relative alle capacità C_{10}, C_{20}, C_{30} , le quali risultano uguali tra loro:

$$C_{10} = C_{20} = C_{30} = \frac{1}{(p'_{11} + 2p'_{12})} = \frac{2\epsilon\pi}{\ln \left(\frac{2h'}{R} \left(\frac{D''_{mg}}{D'_{mg}} \right)^2 \right)} = C_t \quad (1.4.2.6)$$

e analogamente saranno uguali tra loro anche le relazioni tra le capacità $C_{12} = C_{23} = C_{21} = C_{32} = C_{31} = C_{13} = C_m$, pari a:

$$C_m = \frac{1}{(p'_{11} + 2p'_{12})(p'_{11} - p'_{12})} = \frac{2\epsilon\pi}{\ln \left(\frac{2h'}{R} \left(\frac{D''_{mg}}{D'_{mg}} \right)^2 \right)} \cdot \frac{\ln \left(\frac{D''_{mg}}{D'_{mg}} \right)}{\ln \left(\frac{D'_{mg} 2h'}{D'_{mg} R} \right)} \quad (1.4.2.7)$$

Le capacità mutue e rispetto a terra posso essere quindi rappresentate come in figura 1.24.

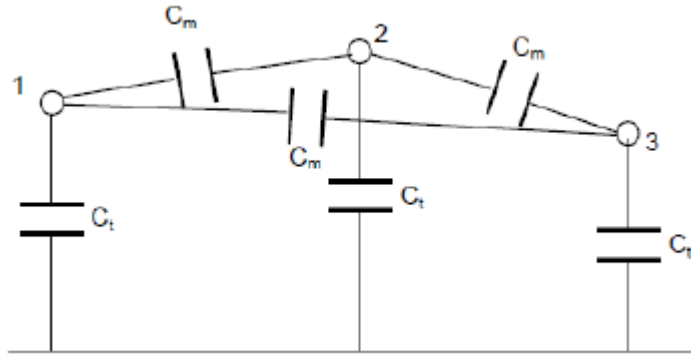


Figura 1.24 Rappresentazione delle capacità della linea trifase

Scomponendo anche in questo sistema ciascuna capacità C_m di due capacità dello stesso valore, pari a $2 \cdot C_m$, collegate tra ciascun conduttore e la terra, è possibile definire la capacità totale di ciascun conduttore:

$$C = C_t + 2 \cdot C_m = \frac{2\epsilon\pi}{\ln\left(\frac{D'_{mg}2h'}{D'_{mg}R}\right)} \quad (1.4.2.8)$$

Analogamente al sistema monofase, se si considera l'equivalenza $2h' \cong D'_{mg}$, si otterrà in conclusione:

$$C = \frac{0.024}{\ln\left(\frac{D'_{mg}}{R}\right)} \left[\frac{\mu F}{km} \right] \quad (1.4.2.9)$$

1.5 Conduttanza

La conduttanza di dispersione delle linee non è mai uniformemente distribuita, ma risulta concentrata in corrispondenza degli isolatori. Anche a frequenza fissa essa non è costante e risulta quindi estremamente variabile nel tempo, in quanto influenzata anche dalle variabili atmosferiche.

A livello teorico si tende comunque a considerarla uniformemente distribuita e costante essendo le linee molto lunghe. Questo permette di semplificare i calcoli senza andare incontro a errori rilevanti dato che ha valori molto piccoli. A differenza degli altri parametri della linea, la conduttanza di dispersione non dipende dalla struttura geometrica della linea ed è quindi difficile determinarla anche conoscendo le dimensioni e le proprietà fisiche del materiale della linea.

Generalmente il calcolo avviene attraverso formule sperimentali, o si va direttamente a ricavarla tramite misure dirette.

Indicando con:

- P : la potenza in kW dispersa per km di conduttore.
- E : la tensione di fase in kV del conduttore.

la conduttanza di dispersione per km è data dalla relazione:

$$g = \frac{P}{E^2} \cdot 10^{-3} \quad \left[\frac{S}{km} \right] \quad (1.5.1)$$

Come già visto precedentemente, gli accoppiamenti capacitivi generano correnti di dispersione trasversalmente ai conduttori della linea, che essendo però in quadratura con le tensioni, non danno luogo a perdite di potenza attiva lungo la linea stessa.

Con la conduttanza di dispersione si tiene quindi conto anche di una componente attiva della corrente di dispersione che è dovuta principalmente, per le linee aeree, ai seguenti fattori:

- Scariche superficiali lungo gli isolatori:
Dovuta alla non perfetta tenuta superficiale degli stessi, che consente la richiusura a terra, attraverso il sostegno.
Dipendono soprattutto dallo stato di pulizia degli isolatori e dalle condizioni atmosferiche.
- Effetto corona:
Fenomeno che si verifica quando la tensione di un conduttore con un diametro troppo piccolo in relazione alla distanza degli altri conduttori, supera un certo valore di tensione denominata *tensione critica* (E_c), portando una carica distruttiva.
Tale problema viene risolto nelle linee ad altissima tensione attraverso l'utilizzo dei conduttori a fascio già visti in precedenza, i quali, avendo un raggio equivalente maggiore rispetto ad un unico conduttore, permettono di aumentare notevolmente i valori di E_c .

Complessivamente, con tempo asciutto e considerando linee ad alta o altissima tensione, le perdite sugli isolatori e le perdite per effetto corona corrispondono ad una conduttanza di dispersione chilometrica g che ha valori di circa $0,08 \cdot 10^{-6} S/km$. Tali valori sono talmente piccoli che vengono solitamente trascurati.

1.6 Determinazione delle tensioni e correnti in linea

Le linee di trasmissione dell'energia elettrica formano un sistema multi-conduttore.

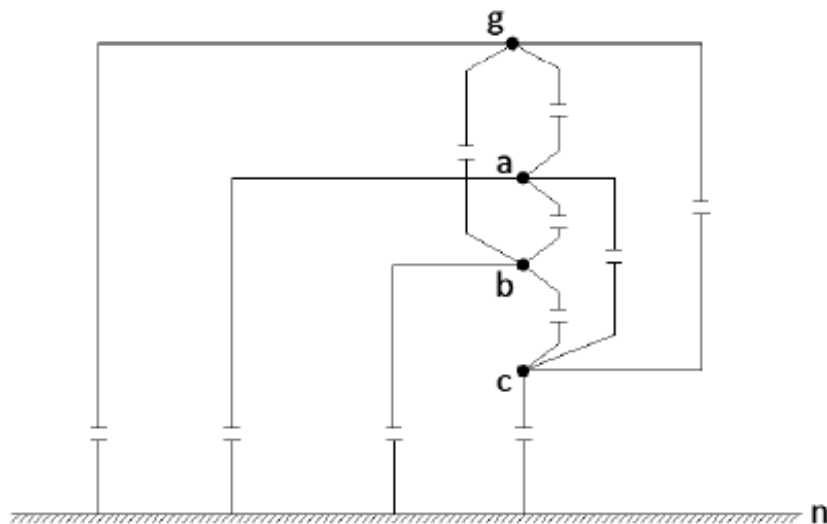
L'accoppiamento tra tali conduttori viene simulato attraverso gli elementi visti nei precedenti paragrafi, posizionati in modo longitudinale o trasversale come ad esempio in figura 1.25, che rappresentano le cause stesse degli accoppiamenti.

La determinazione delle tensioni e delle correnti in linea si basa sull'avere:

- Un adeguato modello di circuito (circuito equivalente)
- La relativa formulazione matematica (equazioni del circuito)
- Tecniche di risoluzione (algoritmi delle soluzioni o implementazioni su computer)



(a)



(b)

Figura 1.25 (a) Impedenza serie equivalente di una linea aerea trifase
(b) Impedenza trasversale di una linea aerea trifase

Per studiare le linee si possono sfruttare due diverse modellizzazioni:

- A parametri distribuiti:
Dal punto di vista teorico e matematico questa è la soluzione migliore in quanto viene calcolata risolvendo un sistema di equazioni differenziali del primo ordine con condizioni al contorno (che rappresentano carichi o generatori inseriti nella linea).
- A parametri concentrati:
Soluzione meno matematica e più fisica rispetto alla precedente. Si ottiene infatti applicando le leggi di Ohm al circuito equivalente, nel quale le sezioni della linea sono descritte da parametri concentrati.
La precisione di questo metodo dipende solamente dai parametri utilizzati mentre l'algoritmo non introduce nessun tipo di errore.

Nella studio effettuato in questa trattazione si è utilizzato il modello a parametri concentrati.

1.6.1 Modello a parametri concentrati

Tale modellizzazione consiste nel suddividere l'intera linea elettrica in n celle, come si può vedere in figura 1.26.

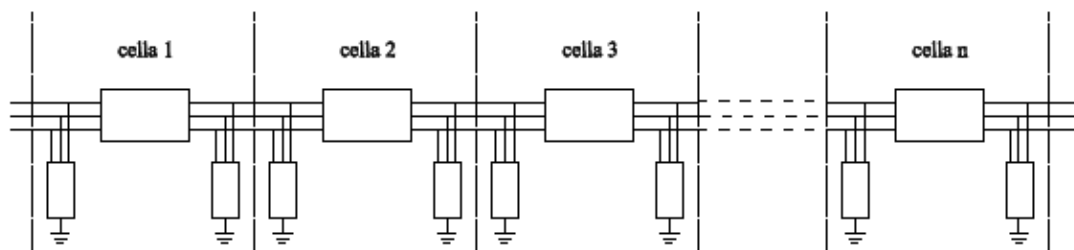


Figura 1.26 Suddivisione in celle della linea elettrica

Per ogni cella viene calcolata la matrice delle ammettenze partendo dal modello equivalente a π , rappresentato in figura 1.27.

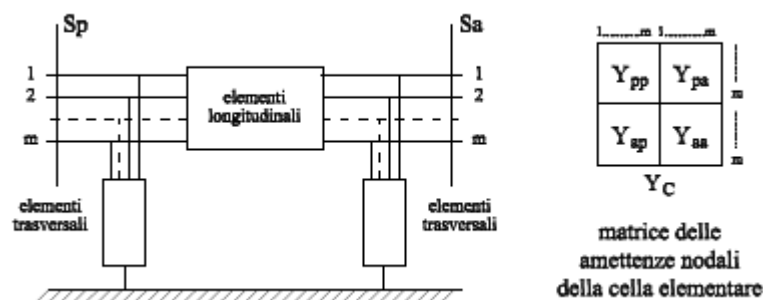


Figura 1.27 Modello a π della cella elementare

Per il calcolo della matrice delle ammettenze della cella, si separano i contributi dati rispettivamente dagli elementi longitudinali e quelli dati dagli elementi trasversali, come rappresentato schematicamente in figura 1.28.

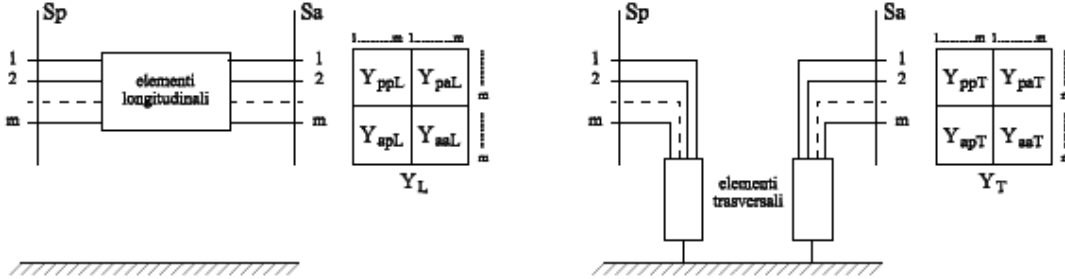


Figura 1.28 Scomposizione della cella elementare

Per ricavare la matrice Y_L si ricorre alla teoria di Carson già illustrata nel paragrafo 1.3.6, dalla quale è possibile ricavare la matrice delle impedenze Z . Svolgendo l'inversa di quest'ultima si ottiene come risultato proprio la matrice Y_L , quindi:

$$Y_L = (Z)^{-1} \quad (1.6.1.1)$$

Invece per quanto riguarda il contributo dato dagli elementi trasversali, considerando la matrice Y_T definita in figura 1.28, appare evidente che:

$$Y_{ppT} = Y_{aaT} \quad (1.6.1.2)$$

e che ciascuna di queste contiene ordinatamente le auto e le mutue ammettenze trasversali di metà cella.

Questo è facilmente calcolabile considerando il fatto che gli accoppiamenti capacitivi sono noti e determinati secondo i ragionamenti svolti nel paragrafo 1.4. In conclusione si potrà quindi calcolare la matrice delle ammettenze della cella elementare, data dalla relazione:

$$Y_C = Y_L + Y_T \quad (1.6.1.3)$$

Una volta note tutte le matrici delle ammettenze di ciascuna cella elementare, sarà possibile ricavare la *matrice di rete* Y_{linea} che rappresenterà i parametri dell'intera linea elettrica.

Per determinare tale matrice potranno essere impiegati due metodi diversi:

- i. Si costruisce la matrice rappresentata nello schema di figura 1.29, la quale sarà di ordine $m \cdot n \times m \cdot n$.

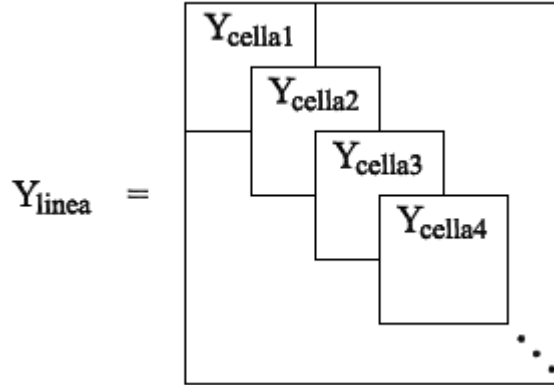


Figura 1.29 Rappresentazione semplificata della matrice di rete

Utilizzando questa procedura di calcolo sarà possibile determinare le tensioni e le correnti in ogni sezione di entrata e uscita delle celle elementari. Se però la lunghezza della linea dovesse essere molto elevata, ad esempio dell'ordine di centinaia di chilometri, si ottengono matrici di dimensioni notevoli che complicano il calcolo e soprattutto lo studio a livello pratico.

- ii. Si applicano le formule per la determinazione della matrice delle ammettenze equivalente alla cascata di due celle e si determina la Y_{linea} che avrà dimensioni $2m \times 2m$, come viene illustrato in figura 1.30.

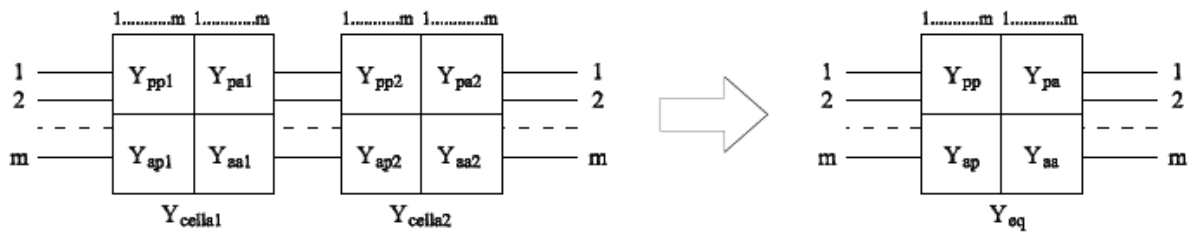


Figura 1.30 Cascata di due celle elementari

Le formule che permettono di ricavare tale matrice sono le seguenti:

$$Y_{pp} = Y_{pp1} - Y_{pa1}(Y_{aa1} + Y_{pp2})^{-1}Y_{ap1} \quad (1.6.1.4)$$

$$Y_{pa} = -Y_{pa1}(Y_{aa1} + Y_{pp2})^{-1}Y_{pa2} \quad (1.6.1.5)$$

$$Y_{ap} = -Y_{ap2}(Y_{aa1} + Y_{pp2})^{-1}Y_{ap1} \quad (1.6.1.6)$$

$$Y_{aa} = Y_{aa2} - Y_{ap2}(Y_{aa1} + Y_{pp2})^{-1}Y_{pa2} \quad (1.6.1.7)$$

Se si utilizza invece questo secondo metodo, si ha che la ridotta dimensione della matrice rende il calcolo più veloce, senza peraltro introdurre errori. Con tale metodo però si riesce a determinare i valori di tensione e corrente solo all'entrata e all'uscita della linea.

1.6.2 Calcolo del regime della linea

Considerando ciò che è stato detto nel paragrafo precedente è quindi possibile determinare la matrice delle ammettenze dell'intera rete e una volta fatto ciò, diventa relativamente semplice calcolare le grandezze di tensione e corrente in corrispondenza delle varie sezioni. Si può infatti descrivere la rete attraverso il sistema lineare:

$$[I] = [Y_{rete}] \cdot [E] \quad (1.6.2.1)$$

dove:

- I : vettore delle correnti imposte;
- E : vettore delle tensioni imposte.

Il vettore delle tensioni può essere scomposto in due parti distinte:

- E_k : tensioni imposte dai generatori ("known")
- E_u : tensioni incognite ("unknown")

Considerando questi due elementi il sistema risulta il seguente:

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & Y_{ku} \\ Y_{uk} & Y_{uu} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_k \\ E_u \end{bmatrix} \quad (1.6.2.2)$$

dove le tensioni incognite possono essere determinate con la seguente espressione:

$$[E_u] = [Y_{uu}]^{-1} \{ [I_u] - [Y_{uk}] \cdot [E_k] \} \quad (1.6.2.3)$$

in cui è noto che il vettore I_u è pari a zero dato che la matrice Y_{rete} rappresenta l'intera rete passiva, compresi i carichi. Si può quindi semplificare l'espressione precedente ottenendo la forma:

$$[E_u] = [Y_{uu}]^{-1} [Y_{uk}] \cdot [E_k] \quad (1.6.2.4)$$

Arrivati a questo punto, definendo la matrice Y_{rete0} come la matrice delle ammettenze nodali che rappresenta la rete senza carichi, è possibile individuare e verificare le correnti nella sezione di arrivo attraverso il seguente sistema:

$$[I] = [Y_{rete0}] \cdot [E] \quad (1.6.2.5)$$

In conclusione con tali procedimenti si possono determinare le tensioni e le correnti in un sistema multi-conduttore, conoscendo le caratteristiche fisiche e geometriche dei conduttori e la loro disposizione nello spazio.

Tale sistema può rappresentare linee con un numero qualsiasi di conduttori, compresi anche gli elementi passivi come le funi di guardia.

Capitolo 2

Elaborazione del programma di simulazione e calcolo delle reti elettriche

2.1 Descrizione del programma utilizzato

Il programma utilizzato per il calcolo dei parametri elettrici visti nel precedente capitolo e del regime di tensione e corrente della linea è denominato *DIgSILENT PowerFactory* software.



Figura 2.1 *DIgSILENT PowerFactory* logo

dove *DIgSILENT* significa: “**DI**gital **SI**mulation of **El**ectrical **NeT**works”.

Questo programma è attualmente uno dei più completi e affidabili software per la simulazione e lo studio di reti elettriche oggi in commercio.

Realizzato a Gomaringen in Germania, oggi ne è disponibile la versione 15, le cui funzioni principali si distinguono tra le seguenti:

- Funzioni nevralgiche di *PowerFactory*: definizione, modifica e organizzazione dei casi; routine numeriche; funzioni di documentazione e risultati.
- “Single line graphic” integrato e interattivo.
- Elementi dei sistemi di potenza e database dei casi più comuni.
- Funzioni di calcolo integrale.
- Configurazione delle reti dei sistemi di potenza.
- Interfaccia generica per la mappatura del sistema “computer-based”.

Il fatto di usare un singolo database per i soli componenti del sistema elettrico di potenza, quali: linee, trasformatori, generatori, controlli, dati sulle armoniche, etc... permette al software di eseguire facilmente tutte le funzioni di simulazione all'interno di un singolo ambiente di lavoro.

Le principali funzioni messe a disposizione dal programma sono: flussi di potenza, calcolo di cortocircuiti, analisi armonica, coordinazione delle protezioni e calcoli di stabilità.

In tal modo è possibile operare globalmente sulle linee elettriche, partendo dalla "Generazione", passando alla "Trasmissione", fino ad arrivare alla "Distribuzione", con analisi complete e specifiche.

Il database integrato nel programma è caratterizzato da:

- Il singolo database generale:
Si inserisce nel concetto di "database integration" e ne costituisce il perno. Oltre ad essere completo di tutti gli elementi necessari per i vari tipi di simulazione e scenari possibili, può essere configurato a piacimento dall'utente.
- Il project management:
Contiene tutti i dati che definiscono il modello del sistema di potenza che l'utente intende analizzare. All'interno della cartella "project" si trovano le eventuali cartelle "study cases", utilizzati per definire diversi studi che si vogliono condurre sulla stessa rete, in parallelo con gli "operation scenarios" e le "variations".
- Multi-users operation:
E' prevista anche la possibilità che diversi utenti possano accedere ai dati dello stesso modello, o che ogni utente, lavorando sul proprio progetto, possa dividerne i dati.
- Modalità offline:
In alcuni casi la connessione di una rete al server database potrebbe non essere disponibile. Per oltrepassare il problema, *PowerFactory* permette di lavorare in questa modalità: i dati di progetto richiesti vengono registrati e immagazzinati nella macchina locale dell'utente, il quale può venire sincronizzato in un secondo momento con il server database.

PowerFactory è principalmente inteso per essere adoperato attraverso un'interfaccia grafica che permette la creazione del modello della propria rete ed esegue vari tipi di simulazioni numeriche. Quindi i dati possono venire inseriti con un doppio clic sugli elementi grafici che rappresentano gli elementi della rete.

Tutto ciò avviene infatti nella Graphical User Interface (GUI), di cui segue un esempio grafico nella figura 2.2.

Questa non è altro che un foglio di lavoro in cui posizionare gli elementi in modo da costruire la rete che poi potrà essere simulata in diverse maniere a seconda di quali sono le analisi ricercate dal progetto.

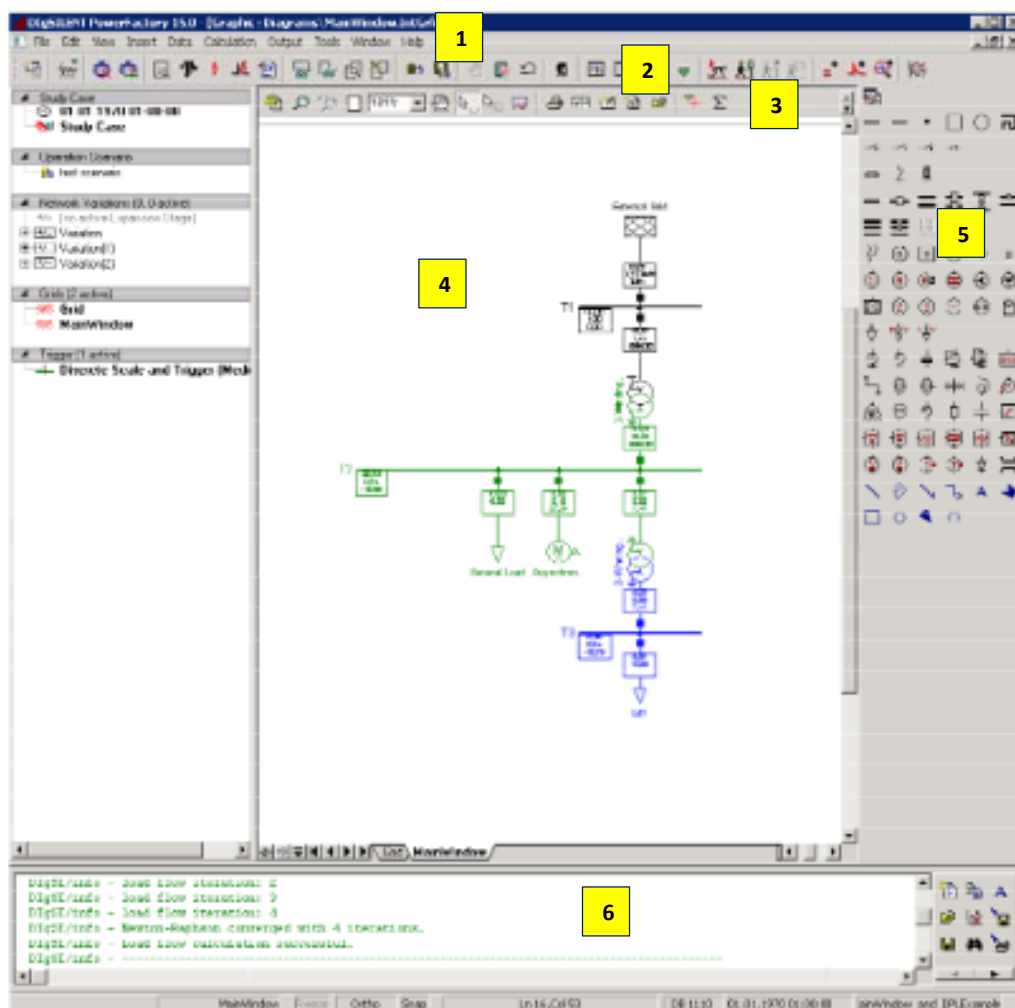


Figura 2.2 Foglio di lavoro di *DIgSILENT PowerFactory*

Come si vede nella figura precedente, si possono identificare le parti principali del foglio di lavoro:

1. Barra del menu principale
2. Barra delle icone principali: Questa contiene una lista di icone che mostrano tutti gli study cases che posso essere disponibili. Premendo sul pulsante desiderato si aprirà la finestra dedicata in cui sarà possibile operare e definire tutto ciò che riguarda il tipo di simulazione che si vuole eseguire.
3. Barra delle icone del local graphics window: Le icone in questa barra servono per muoversi in modo pratico sulla creazione del circuito svolgendo semplici azioni come lo zoom o il trascinamento, fino al gestire i vari layout da mostrare nella finestra di lavoro.

4. Finestra di lavoro: spazio vuoto che occupa la maggior parte del foglio di lavoro in cui si può disegnare la rete creando e collegando i vari elementi. Si possono creare più finestre di lavoro nello stesso progetto in cui si possono costruire più parti della linea o creare diversi tipi di grafici e tabelle utilizzate durante le simulazioni.
5. Toolbox di disegno: Nella parte destra del foglio di lavoro si trova un elenco di vari elementi o collegamenti che possono essere selezionati e collocati all'interno della finestra di lavoro per creare il circuito desiderato.
6. Finestra di output: Questa finestra viene utilizzata per i messaggi di testo come gli errori, report delle simulazioni con i risultati ricercati e tutte le operazioni svolte durante la simulazione. Tale finestra può essere controllata e modificata grazie alle icone che si trovano alla sua destra.

Per quanto riguarda il lavoro svolto in questa trattazione, le grandi potenzialità di *DIGSILENT* sono state sfruttate per studiare la geometria di determinate linee elettriche, utilizzando i flussi di potenza, per ottenere i parametri che vanno a formare la matrice delle ammettenze e il regime di tensioni e correnti, compresi i relativi squilibri presenti.

Le operazioni quindi eseguite con il programma, per calcolare i valori richiesti, possono essere riassunte nei punti seguenti:

- i. Acquisizione dati;
- ii. Determinazione dei parametri che compongono la matrice delle ammettenze;
- iii. Visualizzazione e analisi dei risultati, riguardanti il regime della linea, ricavati dalle simulazioni.

2.1.1 Acquisizione dati

Per prima cosa si deve creare un nuovo progetto e la relativa cartella di rete, che definisce il sistema di alimentazione. Si crea poi lo study case, utilizzato per attivare la rete, eseguirne i calcoli e man mano salvare tutto ciò che viene creato o modificato nella finestra di lavoro.

Si andrà poi a disegnare la linea nella finestra di lavoro utilizzando la toolbox di disegno, definita precedentemente, come si vede nell'esempio di figura 2.3. Inizia quindi la parte fondamentale per quanto riguarda la costruzione della linea che riguarda il modellare ogni elemento inserendo le rispettive caratteristiche.

Prima di tutto viene scelto il "tipo" o "Type", che caratterizza ogni elemento con determinate specifiche e che può essere scelto attraverso delle librerie preimpostate nel programma, oppure può essere creato da zero direttamente dal progettista.

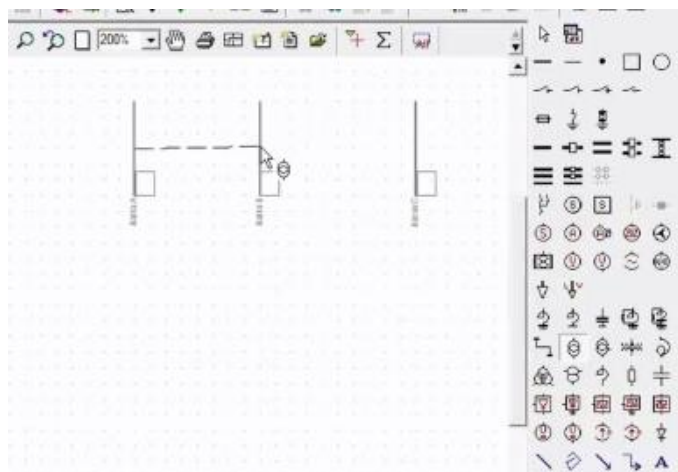


Figura 2.3 Disegno e costruzione di un trasformatore

Una volta scelto il tipo, si possono definire altre caratteristiche che cambiano a seconda dell'elemento, come ad esempio: la tensione nominale di una Busbar, la lunghezza di una linea o la potenza attiva di un motore asincrono.

Anche questo mostra quanto vasto sia il raggio d'azione in cui opera questo programma e per tale motivo ci si concentrerà ora solo sugli elementi e relative specifiche, utilizzate esclusivamente nella trattazione.

Come già detto nell'introduzione, il lavoro principale prevede la costruzione e la simulazione di linee elettriche ad alta e altissima tensione, con geometrie standard e la geometria innovativa dello split-phases. Considerando i vari tipi di conduttore utilizzati e le geometrie non comuni, è stato necessario creare da zero diversi tipi di linee.

Per creare gli elementi citati si deve prima aprire il Data Manager (primo pulsante da sinistra della barra delle icone principali), che appare in una finestra suddivisa in due parti: a sinistra la rappresentazione ad albero di tutte le cartelle del database e a destra il contenuto della cartella selezionata.

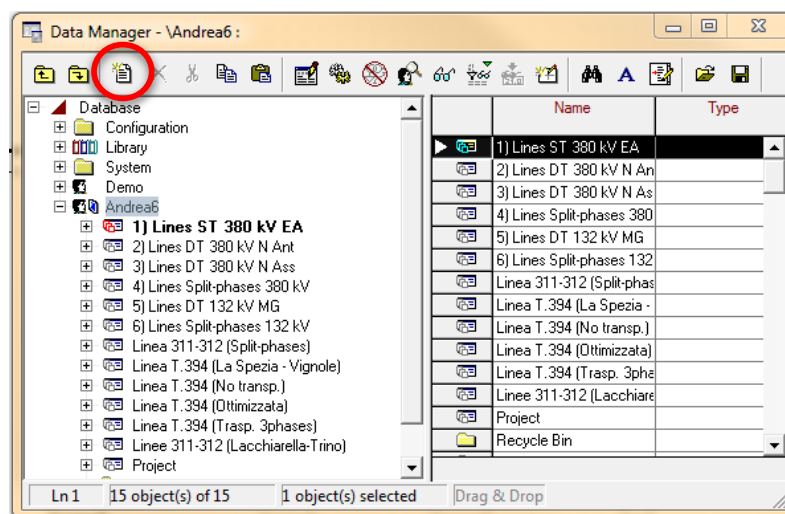


Figura 2.4 Finestra Data Manager

Come si vede nella figura 2.4, premendo l'icona cerchiata si aprirà un'ulteriore finestra denominata "Element Selection" in cui sarà possibile scegliere l'elemento di cui si vuole creare il "Type".

Per creare la linea voluta bisognerà prima costruire i conduttori appropriati (sia di fase che passivi come le funi di guardia) e poi definire la linea vera e propria inserendo i conduttori necessari e determinando la geometria.

Per creare un nuovo conduttore basta selezionare "Conductor Type (TypCon)" nella barra in basso, dopo avere scelto "Types for Net Elements" nella lista principale degli elementi, come viene mostrato in figura 2.5.

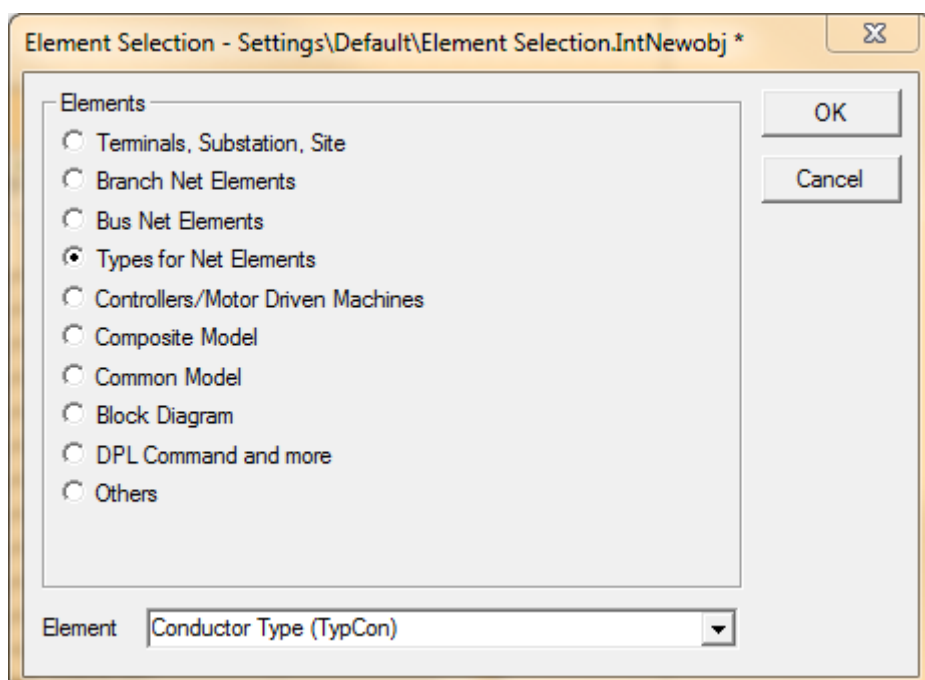


Figura 2.5 Finestra Element Selection

Premendo OK si va ad aprire infine la finestra dove si può creare il conduttore desiderato inserendo le caratteristiche principali che sono illustrate in figura 2.6.

Per linee ad altissima tensione si vede, sempre nella figura citata precedentemente, la possibilità di costruire un conduttore a fascio inserendo nella riga dedicata il numero di sub-conduttori e la loro distanza.

Si passa poi a definire alcuni parametri già visti nel capitolo 1 come la resistenza chilometrica (che si può ottenere facilmente da un qualunque tabulato di progettazione) e il raggio medio equivalente (GMR).

Nella pagina chiamata "Load Flow" invece si possono inserire altri dati come il coefficiente di dilatazione termica, che serve a determinare il tipo di materiale utilizzato per realizzare fisicamente il conduttore.

Figura 2.6 Finestra di creazione del tipo di conduttore

Una volta creati tutti i conduttori necessari, che non fanno parte delle librerie predisposte dal programma, si passa alla creazione del tipo di linea, in cui si inseriranno i conduttori di fase e le funi guardia scelti.

Come fatto per i conduttori si aprirà la finestra “Element Selection” e dopo aver selezionato la voce “Types for Net Elements” nella lista degli elementi si avranno 3 tipologie diverse di linea nella barra inferiore:

- **Line Type:** Tipo utilizzato per definire linee o cavi di trasmissione, che permette di modificare e scegliere i parametri elettrici.
- **Tower Type:** Tipo utilizzato per definire sia la geometria dei tralicci (posizioni dei conduttori lungo gli assi X e Y) e sia il tipo di conduttori.
- **Tower Geometry Type:** Tipo simile al precedente, ma che permette di modificare e scegliere solo la geometria dei tralicci.

Per gli studi fatti si è deciso di utilizzare la seconda tipologia che permette di definire sia la geometria, e quindi la posizione nello spazio, che le caratteristiche fisiche dei conduttori.

Una volta selezionata la tipologia denominata “Tower Type” si aprirà di conseguenza la finestra dedicata, rappresentata nella figura seguente:

Figura 2.7 Finestra per la realizzazione di una Tower Type

Come si vede in figura 2.7 le principali specifiche richieste, oltre alla frequenza nominale, sono il numero di “Earth Wires”, che rappresentano le funi di guardia, e il numero di “Line Circuits” che indica il numero di circuiti trifase presenti.

A seconda delle scelte fatte verranno create di conseguenza delle righe nelle tabelle inferiori, che rispettano il numero di conduttori scelti e che permettono di inserire la tipologia di conduttore nella colonna “Conductor Types”. La tipologia di conduttori potrà essere selezionata dalle librerie del programma o potranno essere scelte da quelle create precedentemente.

Potrà inoltre essere inserita la resistività del terreno e la presenza o meno della trasposizione delle fasi, che insieme alla presenza delle funi di guardia andranno ad incidere sulla determinazione della matrice delle impedenze.

Si passa poi a definire la geometria dei tralicci attraverso la finestra illustrata in figura 2.8.

	X	Y
Earth Conductor 1	-6,	49,
Earth Conductor 2	6,	49,

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-9,75	0,	9,75	42,	43,	42,

Figura 2.8 Elaborazione della geometria della linea

Come si vede ogni conduttore viene collocato nello spazio attraverso la definizione delle coordinate (X, Y) in cui, la prima tiene conto della distanza orizzontale rispetto al centro del traliccio, mentre la seconda tiene conto dell'altezza dal terreno di ogni conduttore.

Anche in questo caso ogni riga rappresenta un conduttore passivo o un circuito trifase, inseriti in base al numero definito precedentemente. In questo modo è possibile ricreare nel simulatore quelle che sono le principali geometrie già presenti nelle linee elettriche, o creare geometrie innovative che verranno poi studiate attraverso differenti simulazioni.

Le geometrie standard analizzate in questa trattazione si suddividono in:

- Configurazioni a singola terna (figura 2.9):
 - Conduttori disposti a triangolo.
 - Conduttori disposti in piano.
- Configurazioni a doppia terna (figura 2.10):
 - Due linee a singola terna parallele.
 - Ottimizzata nello stesso traliccio in piano verticale.

Mentre per quanto riguarda le geometrie innovative si è studiata:

- Configurazione Split-Phases (figura 2.11).

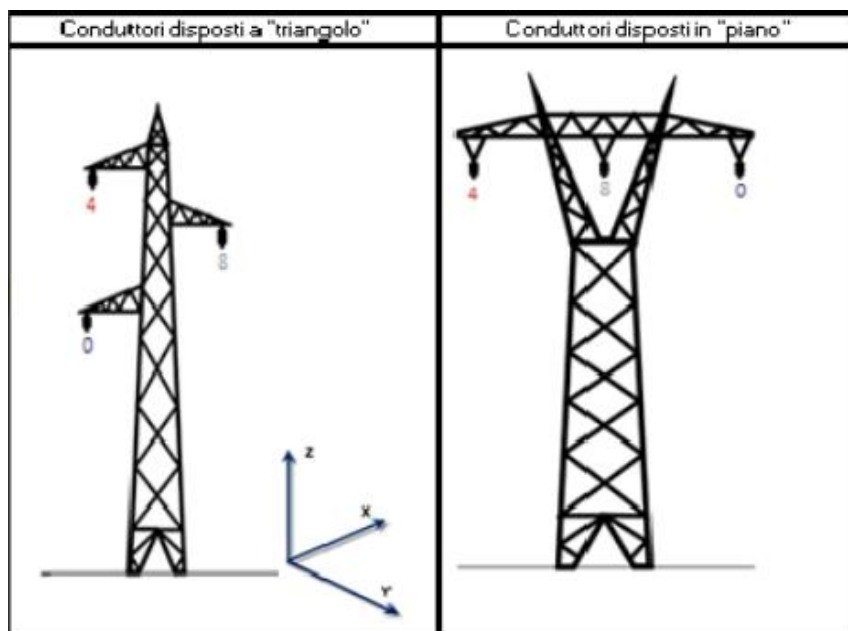


Figura 2.9 Configurazioni a singola terna

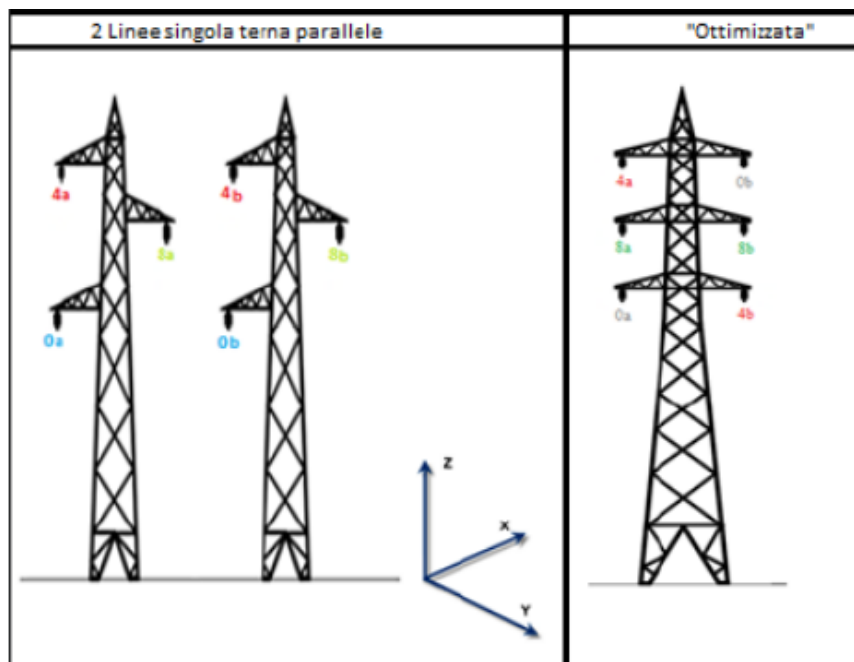


Figura 2.10 Configurazioni a doppia terna

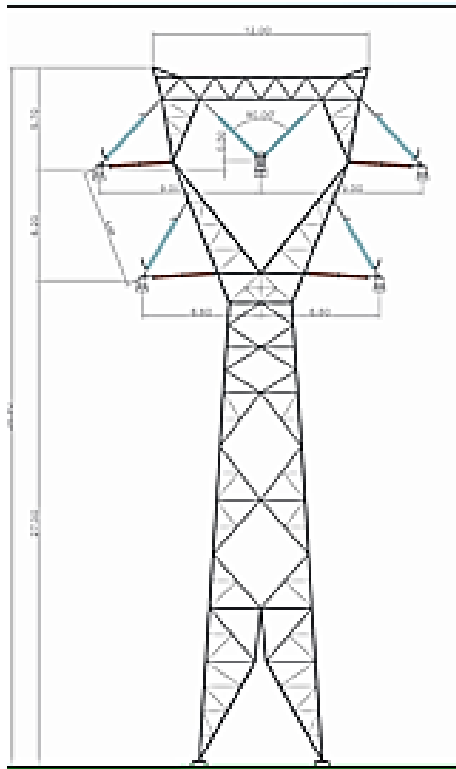


Figura 2.11 Configurazione Split-Phases

Una volta create le tipologie di linee essenziali per il progetto, basta solo inserirle nelle rispettive linee disegnate nella finestra di lavoro. Per fare questo, come si è già detto anche per tutti gli altri elementi della linea, basterà cliccare due volte sull'elemento stesso per aprire la finestra dedicata per le modifiche.

Per quando riguarda le linee, la finestra apparirà come quella rappresentata in figura 2.12, in cui si nota principalmente la possibilità di inserire, oltre alla tipologia nell'apposita icona "Type", le seguenti specifiche:

- *Terminal i, j*: dove si definiscono i terminali della linea per determinare la direzione.
- *Parallel Lines*: numero di circuiti trifase in parallelo (ad esempio in un sistema a doppia terna saranno 2).
- *Length of Line*: la lunghezza della linea in [km].
- *Line Model*: permette di definire se il sistema è a parametri concentrati o a parametri distribuiti).

Infine dopo aver disegnato il circuito nella finestra di lavoro e aver inserito le specifiche di ogni elemento, si può quindi passare alla fase di simulazione della linea e alla determinazione dei risultati ricercati.

Resulting Values	
Rated Current	2,31 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	143,771 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	86,03436 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	9,942944 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	143,4267 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	157,1098 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	417,9645 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	725,5729 A
Earth Factor, Magnitude	0,7222018
Earth Factor, Angle	-24,22805 deg

Figura 2.12 Finestra di modifica della linea

2.1.2 Determinazione dei parametri che compongono la matrice delle ammettenze

La determinazione dei parametri che compongono la matrice delle ammettenze utilizzando *DIgSILENT* è molto semplice in quanto è il programma stesso ad elaborare i dati immessi nel “Type” delle linee, creato o selezionato.

Si dovrà infatti aprire la finestra di “Tower Type”, vista precedentemente nella figura 2.7 e spostarsi dalla pagina denominata “Basic Data”, alla pagina “Load Flow” in cui vengono definite automaticamente le matrici dei parametri cercati.

Load Flow	
Name	Line ST 380 kV EA (Normal)
Nominal Frequency	50, Hz
Number of Earth Wires	2

Figura 2.13 Selezione pagina Load Flow

Muovendosi all'interno di questa pagina si possono trovare rispettivamente:

- Matrice delle resistenze R_{ij} [Ω/km]
- Matrice delle induttanze L_{ij} [H/km]
- Matrice delle conduttanze G_{ij} [$\mu S/km$]
- Matrice delle capacità C_{ij} [$\mu F/km$]

Che appaiono come si può vedere in figura 2.14.

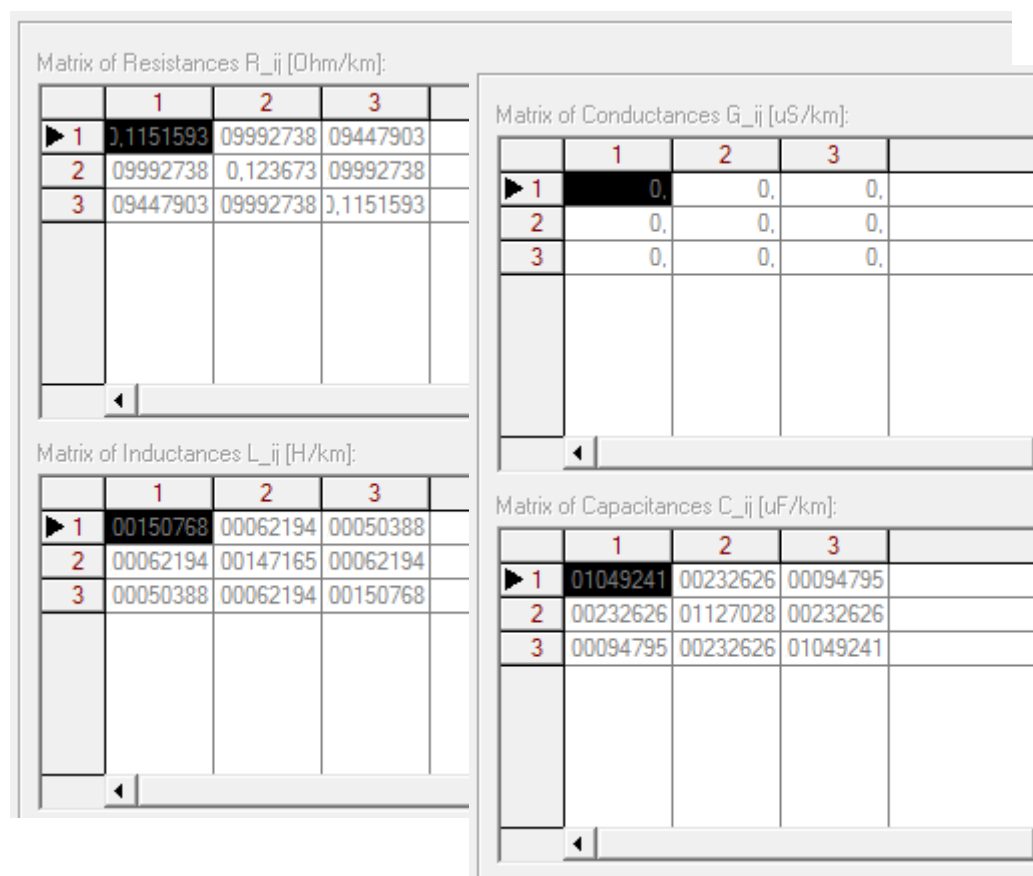


Figura 2.14 Matrici dei parametri elettrici della linea

E' anche possibile cambiare il setting ed impostare le matrici che determinano le reattanze delle linee e le suscettanze, sostituendo rispettivamente le matrici delle induttanze e capacità. In più è possibile determinare anche i valori alle sequenze dei parametri elettrici citati, sia nelle componenti dirette che in quelle omopolari.

Per verificare l'esattezza dei valori trovati è stato utilizzato in alcuni casi anche un programma preimpostato del software Matlab, denominato Power LineParam.

Units: **english**

Frequency (Hz): **50**

Ground resistivity (ohm.m): **100**

Comments:

Three bundles of 4 Bersfort ACSR 1355 MCM conductors ; two 1/2 inch-diameter steel ground wires.

Ytower and Ymin are the average heights of conductors.

Line Geometry

Number of phase conductors (bundles): **3**

Number of ground wires (bundles): **2**

Conductor (bundle)	Phase number	X (feet)	Y tower (feet)	Y min (feet)	Conductor (bundle) type
p 1	1	-42	68	68	1
p 2	2	0	68	68	1
p 3	3	42	68	68	1
g 1	0	-29.5	108	108	2
g 2	0	29.5	108	108	2

Conductor and Bundle Characteristics

Number of conductor types or bundle types: **2**

Conductor internal inductance evaluated from **T/D ratio** ☒ Include conductor skin effect

Conductor (bundle) type	Conductor outside diameter (inches)	Conductor T/D ratio	Conductor GMR (inches)	Conductor DC resistance (Ohm/mi)	Conductor relative permeability	Number of conductors per bundle	Bundle diameter (inches)	Angle of conductor 1 (degrees)
1	1.4	0.375	0.56195	0.06928	1	4	25.456	45
2	0.5	0.5	0.1947	5	1	1	0	0

Buttons: Load typical data, Load user data, Save, Compute RLC line parameters, Help, Close

Figura 2.15 Finestra principale del programma di Matlab utilizzato

Come si vede in figura 2.15 anche in questo programma basta inserire tutte le specifiche delle linee progettate, che verranno elaborate per ottenere le matrici rispettivamente delle resistenze, delle induttanze e delle capacità, come si può vedere di seguito.

RLC line parameters:

Frequency (Hz): **50**

Ground resistivity (ohm.m): **100**

Resistance matrix R matrix (ohm/km):

```

0.088981  0.078975  0.077268
0.078975  0.091543  0.078975
0.077268  0.078975  0.088981

```

Inductance matrix L matrix (H/km):

```

0.00161  0.00078539  0.00064938
0.00078539  0.0016053  0.00078539
0.00064938  0.00078539  0.00161

```

Capacitance matrix C matrix (F/km):

```

1.1661e-08 -2.1268e-09 -5.8362e-10
-2.1268e-09 1.2117e-08 -2.1268e-09
-5.8362e-10 -2.1268e-09 1.1661e-08

```

Figura 2.16 Risultati del programma di verifica

2.1.3 Visualizzazione e analisi dei risultati, riguardanti il regime della linea, ricavati dalle simulazioni

Uno degli strumenti fondamentali del simulatore, utilizzato durante la progettazione, è stato l'analisi dei flussi di potenza.

Il load flow è il calcolo della potenza attiva e reattiva in transito sui singoli nodi della rete, e delle tensioni e correnti in modulo e fase, basato sulla conoscenza della potenza prodotta dai generatori e assorbita dai carichi, in condizione statica e non di guasto.

Per impostare il calcolo è necessaria quindi la conoscenza del bilancio di potenza in tutti i punti di generazione e consumo, con l'eccezione del "nodo di saldo" necessario per chiudere il bilancio della potenza. I nodi si distinguono in differenti tipi: PQ, PV, PC, a seconda dei parametri che durante il calcolo sono fissati preliminarmente dall'utente.

Nelle simulazioni svolte si sono infatti fissati dei carichi bilanciati PQ (potenza attiva e reattiva note) nella maggior parte dei casi, mentre a monte della linea si fissava un nodo di saldo che si basasse sulla tensione imposta alla sbarra principale. Questo fungeva quindi da nodo di prelievo e le relative potenze attiva e reattiva rappresentavano i dati di ingresso della linea.

È stato possibile inoltre inserire i livelli di accettabilità della tensione ai nodi, in modo da evidenziare anche graficamente, attraverso diversi colori, le situazioni di violazione dei limiti di tensione accettati o di sovraccarico delle linee.

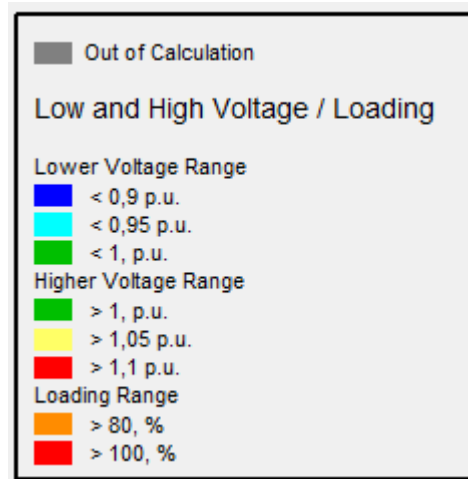


Figura 2.17 Diagramma dei colori delle tensioni

Il risultato del calcolo è dato dai valori di: correnti e tensioni, in modulo e fase, potenza attiva e reattiva dei vari elementi e nodi, percentuali di carico e perdite in linea.

In realtà in questa trattazione ci si concentrerà prevalentemente solo sui valori di corrente e tensione ottenuti, sia considerando le tre fasi che le componenti alle sequenze, in modo da poter determinare gli squilibri nelle linee.

Il programma *DIgSILENT* permette di eseguire due tipologie di simulazioni:

- Simulazioni RMS (RootMeanSquare):
Utilizzate per lo studio di reti in condizioni di asimmetria derivanti da eventi che squilibrano il regime di tensioni e correnti.
- Simulazione EMT (ElectroMagneticTransient):
Particolarmente adatta per lo studio di transitori elettromagnetici, quindi di breve durata. Le tensioni e correnti sono rappresentate attraverso i loro valori istantanei (e non con la media).

In questa trattazione verrà utilizzata soltanto la prima tipologia. Le simulazioni RMS sono delle simulazioni dinamiche in cui ci considerano esauriti i transitori elettromagnetici e si considerano solo le dinamiche della parte elettromeccanica e termica dei componenti.

La simulazione si avvia con il calcolo delle condizioni iniziali e successivamente ad ogni istante di tempo si calcola la diversa condizione di regime attraverso equazioni algebriche (nel dominio dei fasori) della parte elettrica del modello e non con equazioni di tipo integro-differenziale nel dominio del tempo (come nelle simulazioni EMT), passando da una condizione di regime ad un'altra.

Ad ogni istante di tempo corrisponde una diversa condizione di regime alternato sinusoidale permanente della rete elettrica, quindi ad ogni istante temporale corrisponde una frequenza ed un diagramma fasoriale. È quindi vantaggioso utilizzare questo tipo di simulazioni dato che permette di osservare come variano le grandezze di rete dall'ingresso all'uscita delle linee.

Per avviare una simulazione di Load Flow basta premere la relativa icona dalla barra delle icone principali e di conseguenza si aprirà la finestra dedicata, visibile in figura 2.18. Nella pagina principale denominata "Basic Options" è possibile definire molte opzioni come ad esempio il metodo di calcolo, che per quanto riguarda il lavoro svolto, sarà basato sull'analisi dei flussi di potenza di reti AC trifase asimmetriche. Inoltre è importante precisare che le simulazioni Load Flow si basano sugli algoritmi di Newton-Raphson, ed infatti si hanno delle pagine di impostazione, come quella delle opzioni avanzate, dove è possibile scegliere il tipo di algoritmo tra:

- Newton-Raphson (Current Equations)
- Newton-Raphson (Power Equations classical)

o la pagina denominata "Iteration Control", dove per l'appunto è possibile modificare i parametri relativi alle iterazioni come il loro numero massimo o il massimo errore accettabile.

Una volta ultimata la scelta adeguata di tutte le impostazioni, per avviare la simulazione basterà solo premere sull'icona in alto a destra con su scritto "Execute".

Figura 2.18 Finestra per la definizione delle impostazioni del Load Flow

Una volta avviata, i primi risultati potranno essere visibili direttamente sulla rete costruita nel foglio di lavoro, in cui appariranno dei valori all'interno nei riquadri posti in ogni elemento o cambieranno i colori di altri a seconda dei valori di tensione, come descritto precedentemente.

I riquadri potranno essere modificati in base ai parametri che si vogliono analizzare; si può andare dalle potenze a correnti e tensioni, visualizzandole in modulo e fase, in per unità o anche impostare i valori attraverso le componenti alle sequenze.

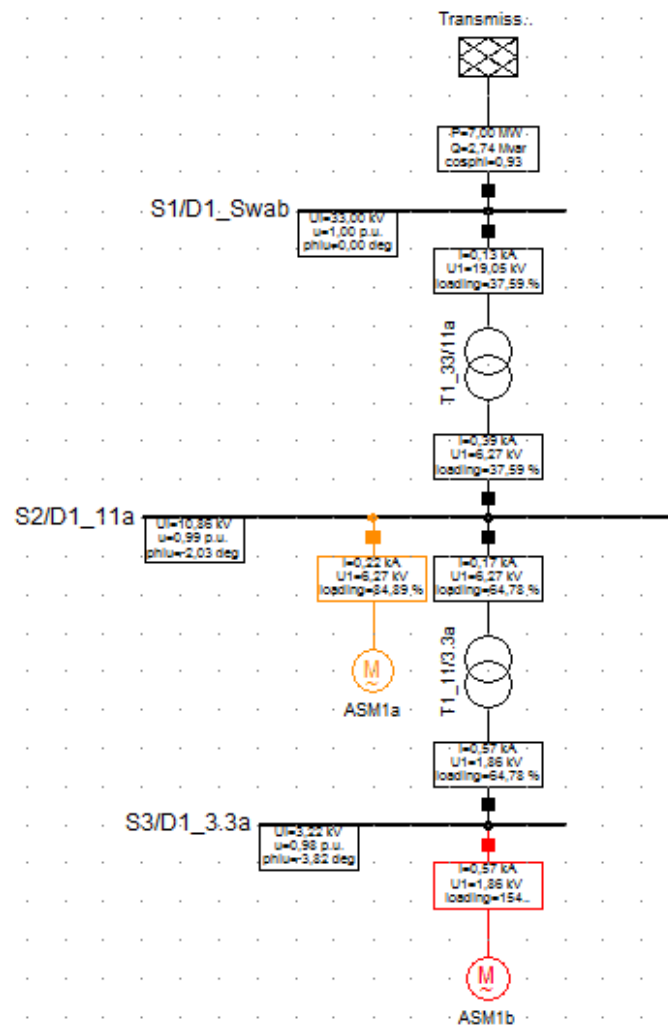


Figura 2.19 Esempio di simulazione Load Flow

Oltre a modificare la finestra di lavoro, l'elaborazione della simulazione verrà visualizzata nella finestra di output, in cui appariranno informazioni riguardanti la simulazione stessa come ad esempio: il numero di iterazioni, eventuali sovraccarichi di tensione, o eventuali errori.

Quest'ultima voce diventa molto importante in quanto permette di rilevare in maniera specifica l'errore e la sua fonte, in modo da assicurare una correzione rapida e precisa anche in progetti molto estesi.

```

Part 1
DlgsI/wrng - 'ASM1b':
DlgsI/wrng - Power Setpoint exceeds Rated Power by more than 10%!
DlgsI/info - Element 'Transmission Grid' is local reference in separated area of 'D1_Swab'
DlgsI/info - Calculating load flow...
DlgsI/info - -----
DlgsI/info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DlgsI/info - load flow iteration: 1
DlgsI/info - load flow iteration: 2

```

Figura 2.20 Informazioni sulla simulazione visibili sulla finestra di output

Infine si possono ottenere altre informazioni o visualizzare i risultati attraverso un ampio numero di tabelle e grafici diversi, andando a selezionare l'elemento prescelto e aprendo il menu a tendina con il tasto destro del mouse.

Si avranno molteplici possibilità tra le quali, una delle più utilizzate durante le simulazioni studiate, la creazione dei diagrammi vettoriali di correnti e tensioni, considerando le tre fasi o le tre componenti alle sequenze.

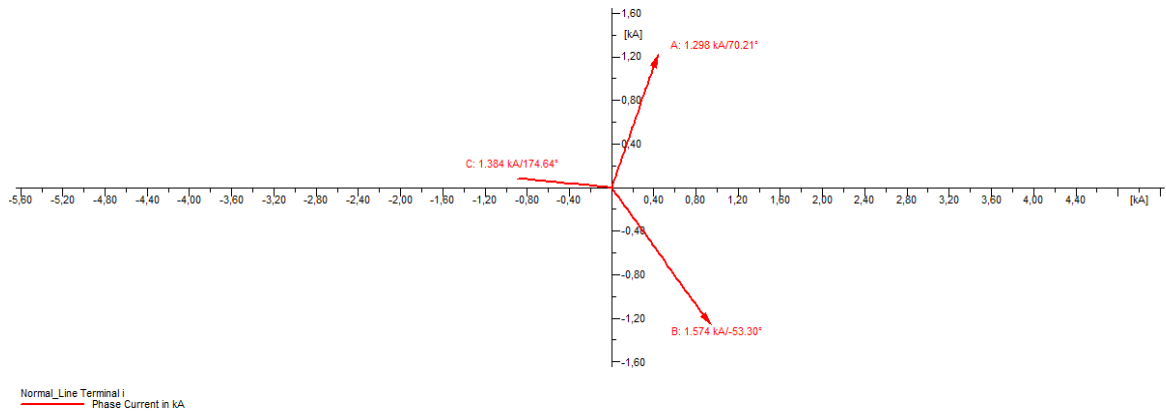


Figura 2.21 Diagramma vettoriale delle correnti di fase in ingresso della linea

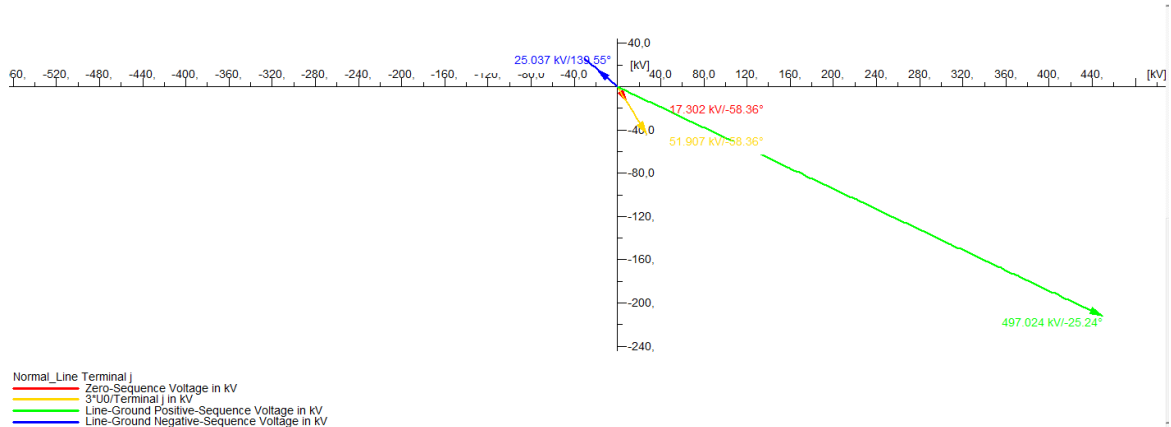


Figura 2.22 Diagramma vettoriale delle tensioni alle sequenze in uscita dalla linea

Capitolo 3

Analisi delle simulazioni eseguite su linee campione basate su parametri realistici

3.1 Descrizione delle linee campione realizzate

Le procedure descritte nei capitoli precedenti vengono ora applicate su determinate linee campione, al fine di analizzare il diverso comportamento a seconda della geometria e delle caratteristiche fisiche dei conduttori.

Per ottenere dei risultati concreti, le linee sono state progettate basandosi su parametri e caratteristiche reali, ricavate da alcune apposite documentazioni di Terna.

Per avere un panoramica globale, si è deciso di costruire 6 diverse configurazioni di linea, considerando due diversi livelli di tensione:

- **380 kV:**

- 1) *Configurazione EA, singola terna*
- 2) *Configurazione N, doppia terna (Antisimmetrica)*
- 3) *Configurazione N, doppia terna (Simmetrica)*
- 4) *Configurazione Split-Phases, doppia terna*

- **132 kV:**

- 5) *Configurazione MG, doppia terna (Antisimmetrica)*
- 6) *Configurazione Split-Phases, doppia terna*

Si nota che per entrambi i livelli di tensione lo studio è partito da dei sistemi standard ed è passato poi, considerando le stesse caratteristiche basate su parametri reali, al sistema innovativo Split-Phases, in modo da avere già un primo confronto tra le diverse tipologie di linee.

Tutte le configurazioni sono state progettate quindi basandosi su conduttori con le medesime specifiche e applicando dei carichi bilanciati di tipo RL identici, in modo da ottenere lo stesso assorbimento ed analizzare le linee in condizioni equivalenti.

Per quanto riguarda le reti alimentate a 380 kV, vengono riportate di seguito le caratteristiche di progettazione richieste dal simulatore *DIgSILENT PowerFactory* per definire i conduttori e i carichi impiegati:

➤ **Conduttori di Fase:** Conduttori a corda di alluminio RQ UT 0000C 2/1:

- $U_N = 380 \text{ kV}$
- $I_N = 2310 \text{ A}$
- Fascio trinato (distanza tra sub-conduttori: 40 cm)

Caratteristiche principali sub-conduttore:

- $r_{20\%} = 0.05564 \, \Omega/km$
- $GMR = 12.83 \, mm$
- $d = 31,5 \, mm$
- $t_{max} = 80^\circ C$
- $\alpha = 0.004 \, K^{-1}$

➤ **Funi di Guardia:** Corda di guardia di acciaio LC 51:

- $r_{20\%} = 1.062 \, \Omega/km$
- $GMR = 4.17 \, mm$
- $d = 11,5 \, mm$
- $t_{max} = 80^\circ C$
- $\alpha = 0.004 \, K^{-1}$

➤ **Carico:** Bilanciato di tipo RL con:

- $P = 342 \, MW$
- $\cos(\varphi) = 0.9$
- $I = 900 \, A$

Come già anticipato, i conduttori, sia di fase che passivi, sono stati scelti utilizzando una documentazione di Terna, che stabilisce le specifiche di componenti elettrodotti aerei a 380 kV per singole e doppie terne.

Mentre per la progettazione e simulazione delle linee a 132 kV si sono utilizzati componenti diversi, anch'essi estrapolati dalla documentazione di Terna per componenti elettrodi aerei a 132 kV in singola e doppia terna:

➤ **Conduttori di Fase:** Conduttori a corda di alluminio RQ UT 0000C 1/1:

- $U_N = 132 \, kV$
- $I_N = 870 \, A$
- $r_{20\%} = 0.109 \, \Omega/km$
- $GMR = 9.22 \, mm$
- $d = 22,8 \, mm$
- $t_{max} = 80^\circ C$
- $\alpha = 0.004 \, K^{-1}$

➤ **Funi di Guardia:** Corda di guardia di acciaio LC 21/1:

- $r_{20\%} = 2.416 \, \Omega/km$
- $GMR = 3.98 \, mm$
- $d = 10,5 \, mm$
- $t_{max} = 80^\circ C$
- $\alpha = 0.003 \, K^{-1}$

➤ **Carico:** Bilanciato di tipo RL con:

- $P = 40 \text{ MW}$
- $\cos(\varphi) = 0.9$
- $I = 303 \text{ A}$

L'unico parametro che non è stato definito dalle documentazioni di Terna citate precedentemente, per quanto riguarda i conduttori, è il raggio medio equivalente GMR , calcolato utilizzando il procedimento descritto nel paragrafo 1.3.5 e utilizzando le seguente tabella di conversione:

Tabella 3.1 Tabella relativa al calcolo del GMR

a) Materiali non magnetici			
Corda formata da	2 fili	. . .	0,312 d
"	"	3 "	0,338 d
"	"	7 "	0,363 d
"	"	12 "	0,373 d
"	"	19 "	0,379 d
"	"	37 "	0,384 d
"	"	61 "	0,386 d
"	"	91 "	0,387 d
"	"	127 "	0,388 d
"	"	160 "	0,389 d
Filo cilindrico massiccio		. . .	0,3894 d
b) Materiali magnetici			
Corde in acciaio controllato, a media o ad alta resistenza (per linee telefoniche) $(0,25 \div 0,4) \cdot 10^{-2} d$			
Corde in acciaio non controllato ad altissima resistenza $(10^{-3} \div 10^{-4}) d$			
Per le corde in acciaio il valore di R varia, oltrechè con la qualità del materiale, con la densità della corrente, che può far variare la permeabilità nel rapporto 2:1 od anche 4:1 in casi estremi.			
c) Conduttori tubolari cavi			
Tipo Anaconda	$(0,43 \div 0,45) d$	
Tipo Siemens o HH	$(0,46 \div 0,47) d$	
d) Conduttori cordati con anima di acciaio, nei quali si trascura l'anima: Alluminio-acciaio; Aldrey-acciaio; Acciaio rivestito di rame (Copperweld)			
Mantello con uno strato (all-acc 6+1)	$(0,20 \div 0,35) d$	
Mantello con due strati di 30 fili	0,413 d	
Mantello con due strati di 26 fili	0,404 d	
Mantello con tre strati di 54 fili	0,405 d	

Mentre per quanto riguarda i carichi si sono scelti dei valori di corrente molto simili a quelli che si trovano nelle linee tradizionali al relativo livello di tensione.

Ogni configurazione è stata realizzata con il medesimo schema elettrico, riportato in figura 3.1, in cui dalla stessa sbarra, alimentata alla tensione imposta secondo il

livello scelto, partono tre linee che vanno ad alimentare direttamente un terminale comune in cui viene inserito un carico bilanciato RL.

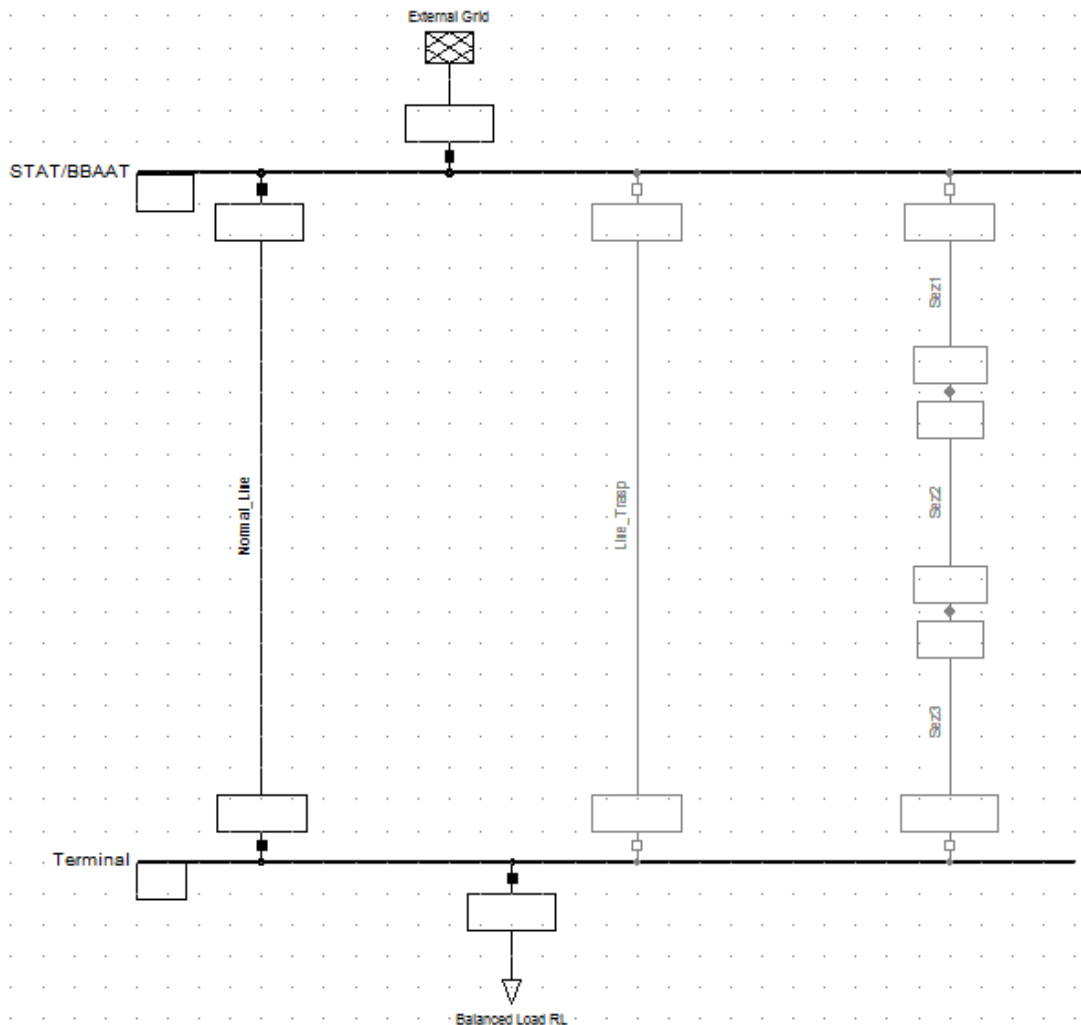


Figura 3.1 Circuito elettrico utilizzato per la simulazioni delle varie configurazioni

Le tre linee erano costituite dagli stessi conduttori, la stessa geometria e la stessa lunghezza; l'unica cosa che cambia è la presenza o meno della trasposizione e la modalità con cui viene inserita.

Più specificatamente si ha:

- *Normal System (NS)*: Linea tradizionale che non presenta trasposizione.
- *Transposition System (TS)*: Linea con trasposizione realizzata dal programma di simulazione che decide autonomamente in quante parti suddividere la linea, in base anche alla sua lunghezza, per ridurre o eliminare gli eventuali squilibri.
- *System with Sections (SS)*: Linea con trasposizione eseguita manualmente,

suddividendo la linea stessa in tre sezioni e cambiando i dati geometrici in modo tale che i conduttori di fase ruotino ciclicamente in ogni sezione, come viene illustrato in figura 3.2.

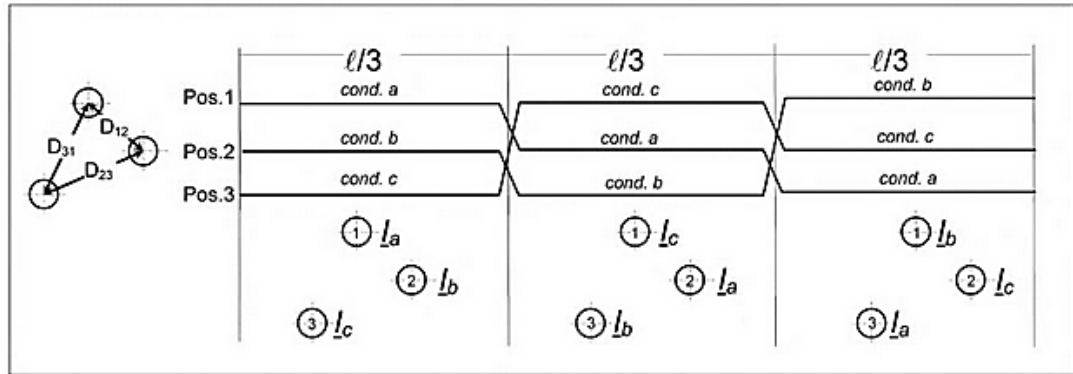


Figura 3.2 Trasposizione dei conduttori lungo una linea trifase

Infine, per quanto riguarda la realizzazione delle diverse configurazioni, non resta che determinare le rispettive strutture geometriche, cioè il termine fondamentale che permette di identificare realmente la differenza tra i diversi sistemi. Analizzandole singolarmente si ha:

1) *Configurazione EA, singola terna a 380 kV:*

Descrivendola sempre secondo le specifiche richieste dal programma di simulazione, nella finestra “Tower Type” che determina le componenti della linea si impostano i seguenti dati:

- f_N : 50 Hz
- σ (Conducibilità del terreno): 100 $\mu S/cm$
- n° funi di guardia: 2
- n° circuiti trifase: 1

Si ha quindi una singola terna disposta su una testa-palo di geometria piana, le cui coordinate sono rappresentate in figura 3.3.

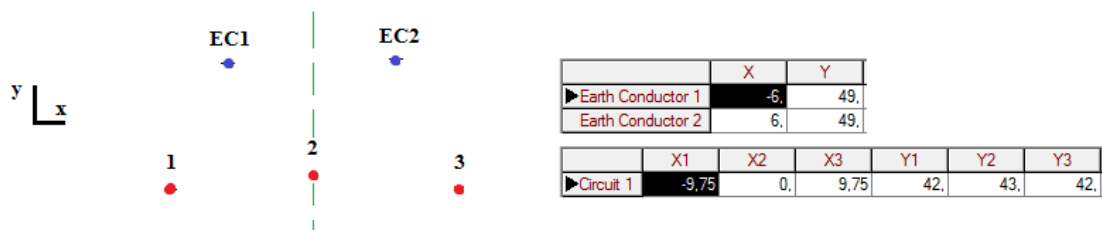


Figura 3.3 Struttura geometrica configurazione EA, singola terna a 380 kV e relative coordinate indicate in [m]

Per quanto riguarda la linea con trasposizione impostata direttamente nel programma, la struttura geometrica sarà la medesima, mentre per la trasposizione manuale si dovranno modificare le coordinate in ogni sezione in modo da ruotare le fasi come già sostenuto precedentemente.

Si otterranno quindi tre sezioni in cui i conduttori saranno posizionati come descritto in figura 3.4.

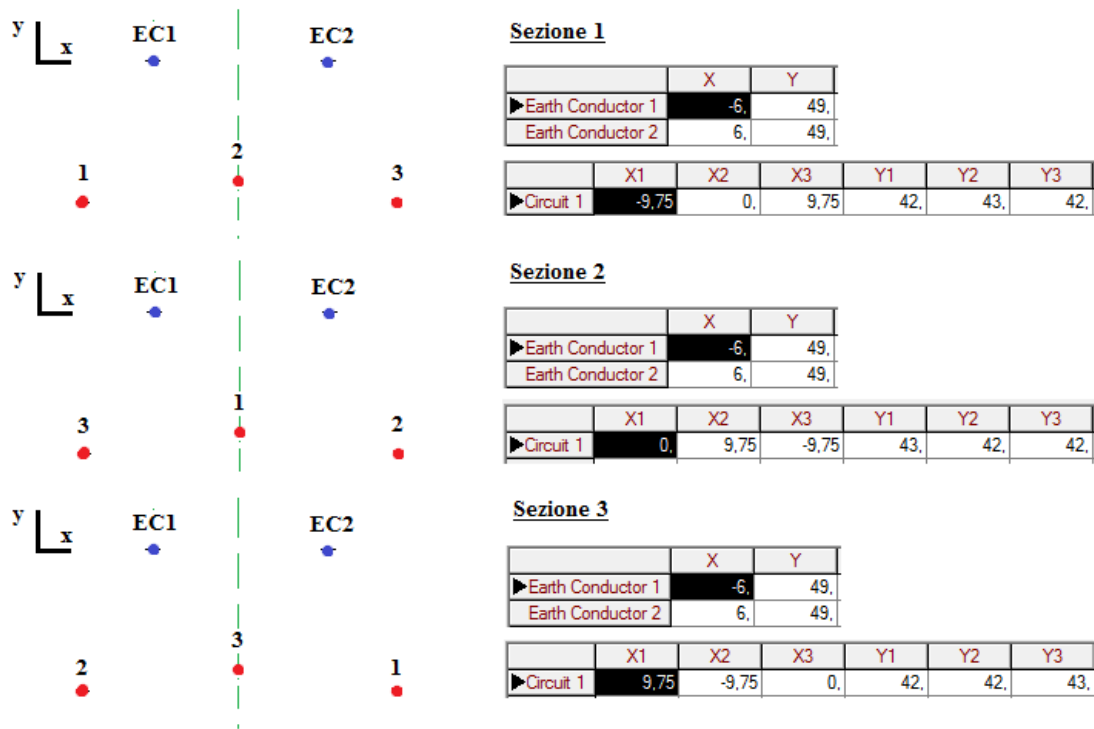


Figura 3.4 Sezioni della linea che compongono la trasposizione manuale

Una volta composti i “Type” delle diverse linee, con i rispettivi conduttori, basterà associarli in modo adeguato alla rete disegnata nella finestra di lavoro e impostarne la lunghezza come definito nel paragrafo 2.1.1.

A questo punto, se non si sono commessi errori di progettazione la rete sarà pronta per la simulazione.

2) Configurazione N, doppia terna (Antisimmetrica) a 380 kV:

In questo caso le caratteristiche della linea sono definite dai seguenti dati:

- f_N : 50 Hz
- σ (Conduttività del terreno): 100 $\mu S/cm$
- n° funi di guardia: 1
- n° circuiti trifase: 2

Si hanno dunque due terne trifase poste su piani verticali e posizionate in modo tale da formare un sistema antisimmetrico rispetto all'asse centrale del traliccio, come viene rappresentato in figura 3.5, con le rispettive coordinate.

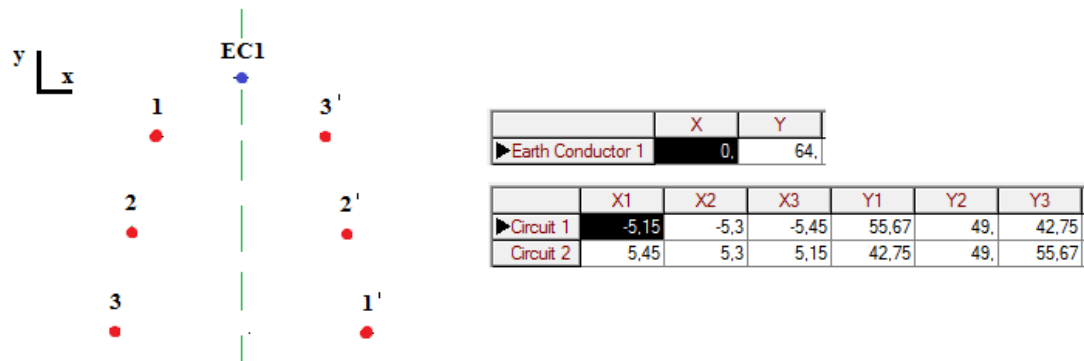


Figura 3.5 Struttura geometrica configurazione N, doppia terna (Antisimmetrica) a 380 kV e relative coordinate indicate in [m]

Anche in questo caso le geometrie imposte rimangono le stesse per la linea con trasposizione eseguita dal simulatore, che quindi deciderà autonomamente anche in base alla lunghezza della linea, in quante sezioni dividerla (ricordando che da un punto di vista teorico la trasposizione suddivide la linea in tre sub-linee o in un numero di sub-linee multiple di tre).

Invece per quanto riguarda l'impostazione della struttura geometrica che prevede la trasposizione manuale, questa risulta leggermente più complessa rispetto alla configurazione precedentene a singola terna. Infatti in questo caso si hanno due terne le cui fasi devono essere ruotate ciclicamente tra una sezione e l'altra in modo che ciascun conduttore assuma lungo la linea tutte e tre le possibili posizioni e che tra le due terne la fase centrale abbia sempre la stessa denominazione. Si otterrà quindi il sistema definito in figura 3.6, in cui vengono rappresentate, considerando la stessa struttura geometrica, le posizioni occupate dalle fasi delle due terne, rispettivamente nelle tre sezioni in cui l'intera linea è divisa.

Come già illustrato nella figure precedenti, a fianco vengono mostrate poi le coordinate (definite in [m]) impostate nel programma e in queste si nota come a turno, ogni coppia di fasi con la stessa denominazione tra le due terne, assuma gli stessi valori (con coordinate X rispettivamente di segno inverso).

Nelle prossime configurazioni, i ragionamenti per la costruzione e impostazione della linea a trasposizione manuale saranno analoghi, quindi si seguirà lo stesso principio adattandolo alle diverse strutture geometriche in esame.

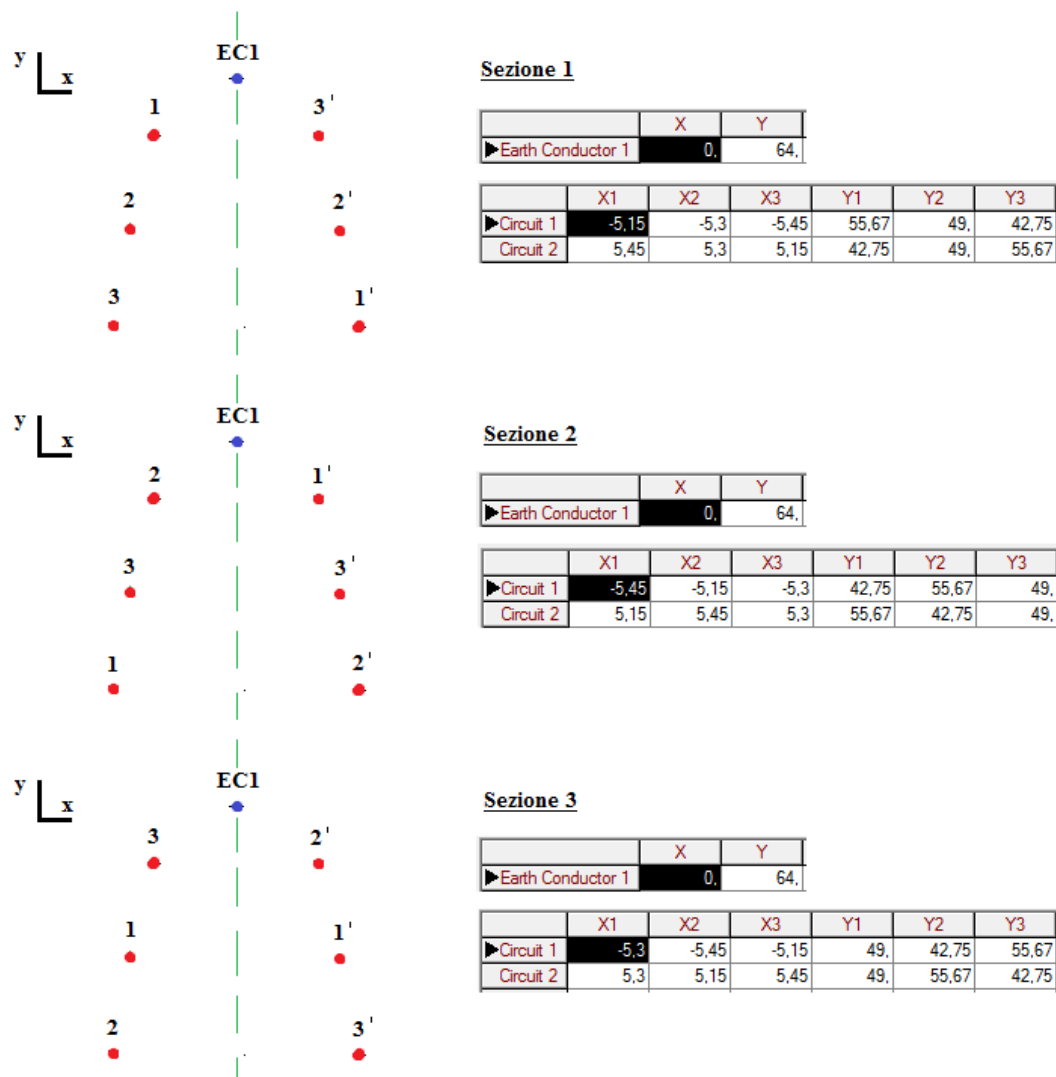


Figura 3.6 Sezioni della linea che compongono la trasposizione manuale della linea a doppia terna

3) Configurazione N, doppia terna (Simmetrica) a 380 kV:

In questa configurazione, i dati relativi all'impostazione del "Tower Type" rimangono gli stessi della precedente, si ha infatti:

- f_N : 50 Hz
- σ (Conduttività del terreno): 100 $\mu S/cm$
- n° funi di guardia: 1
- n° circuiti trifase: 2

Anche per quanto riguarda la struttura geometrica, questa rimane molto simile a quella della configurazione precedente, basata su due terne poste su piani paralleli e una fune di guardia in corrispondenza dell'asse del traliccio e posizionata in modo consono al di sopra delle fasi.

L'unica differenza sta nel posizionamento delle fasi, che in questa situazione vede un sistema simmetrico sempre rispetto all'asse passante per il centro del traliccio, come rappresentato in figura 3.7.

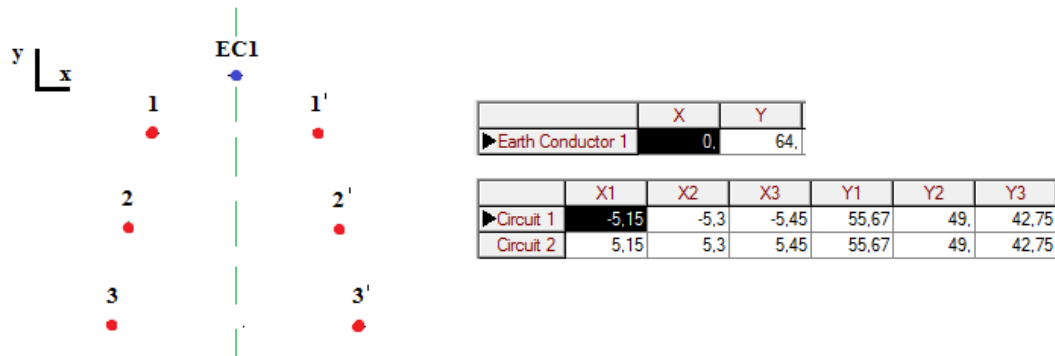


Figura 3.7 Struttura geometrica configurazione N, doppia terna (Simmetrica) a 380 kV e relative coordinate indicate in [m]

4) Configurazione Split-Phases, doppia terna a 380 kV:

Si tratta della configurazione innovativa che si vuole studiare attraverso questa trattazione e che rispetto alle precedenti non viene ancora utilizzata nelle linee odierne. Per avere un confronto adeguato si sono utilizzati gli stessi conduttori e gli stessi dati ordinari come quelli definiti nell'impostazione del "Tower Type" di questa nuova configurazione, che risultano i seguenti:

- f_N : 50 Hz
- σ (Conducibilità del terreno): 100 $\mu S/cm$
- n° funi di guardia: 2
- n° circuiti trifase: 2

Essendo una struttura geometrica innovativa, le coordinate che determinano la posizione dei conduttori non sono state imposte utilizzando le apposite documentazioni come nei casi precedenti, ma in base a quelle esistenti si è cercato di determinare dei valori adeguati, ottenendo la seguente struttura:

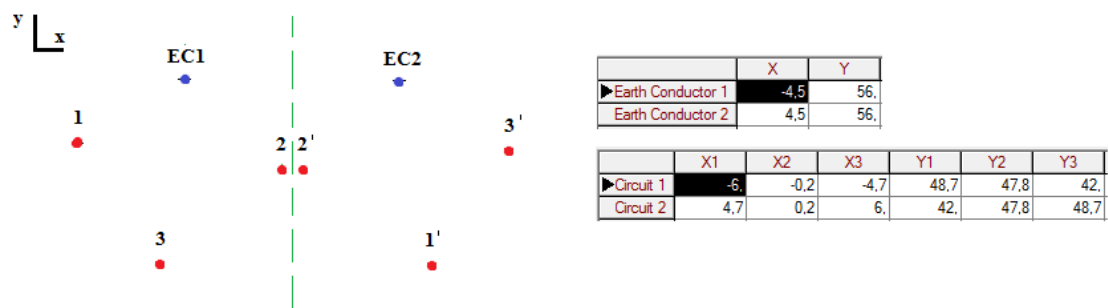


Figura 3.8 Struttura geometrica configurazione Split-Phases, doppia terna a 380 kV e relative coordinate indicate in [m]

5) Configurazione MG, doppia terna (Antisimmetrica) a 132 kV:

È la prima delle due configurazioni a 132 kV e ha un “Type” che segue comunque le caratteristiche delle linee già viste nella configurazione 2 e 3:

- f_N : 50 Hz
- σ (Conducibilità del terreno): 100 $\mu S/cm$
- n° funi di guardia: 1
- n° circuiti trifase: 2

Anche in questo caso l'unica differenza sta nella struttura geometrica che, pur avendo i conduttori posizionati nel medesimo modo in cui sono stati descritti quelli appartenenti alla doppia terna antisimmetrica a 380 kV, riduce le distanze tra le fasi e l'altezza dal terreno, adattandosi di fatto al livello di tensione inferiore.

Come viene illustrato in figura 3.9 si ha quindi la stessa struttura vista in figura 3.5 della configurazione 2, ma cambieranno notevolmente le coordinate dei conduttori.

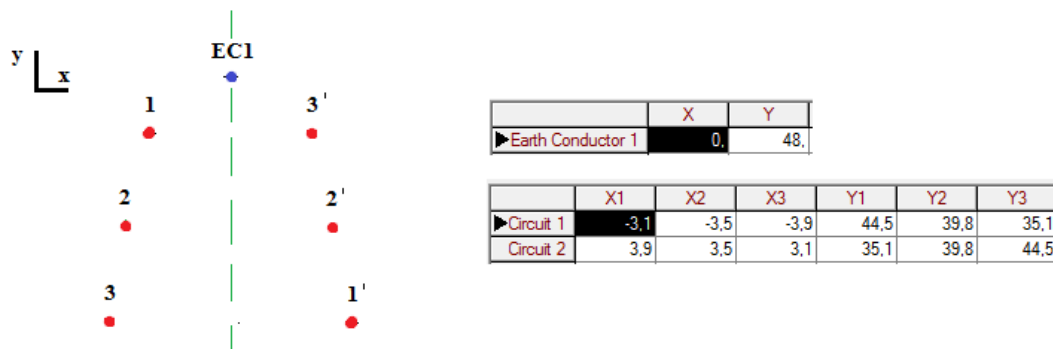


Figura 3.9 Struttura geometrica configurazione MG, doppia terna (Antisimmetrica) a 132 kV e relative coordinate indicate in [m]

Avendo cambiato il livello di tensione, sarà importante modificare anche i parametri di tutti gli altri elementi della rete, partendo dalla tensione imposta nella Busbar principale fino ai terminali che collegano le linee ai rispettivi carichi.

6) Configurazione Split-Phases, doppia terna a 132 kV:

Si ripete la sperimentazione della configurazione innovativa Split-Phases anche con tensione imposta a 132 kV, così da avere un ulteriore elemento di confronto, che comunque ha caratteristiche pari a quelle viste nella linea a 380 kV:

- f_N : 50 Hz
- σ (Conduttività del terreno): 100 $\mu S/cm$
- n° funi di guardia: 2
- n° circuiti trifase: 2

Con ragionamento analogo a quello fatto per la linea con doppia terna su piani verticali, anche per le configurazioni Split-Phases la struttura geometrica resta la stessa ma cambiano le distanze tra conduttori e le altezze dal terreno, che anche in questo caso si riducono adattandosi al nuovo livello di tensione.

Cambieranno quindi le coordinate spaziali in cui sono posizionati i conduttori, che come per la medesima rete a 380 kV, sono state scelte accuratamente per avvicinarsi a quello che potrà essere un caso reale senza essere però definite da una documentazione già esistente.

Si ottiene di conseguenza la struttura rappresentata in figura 3.10.

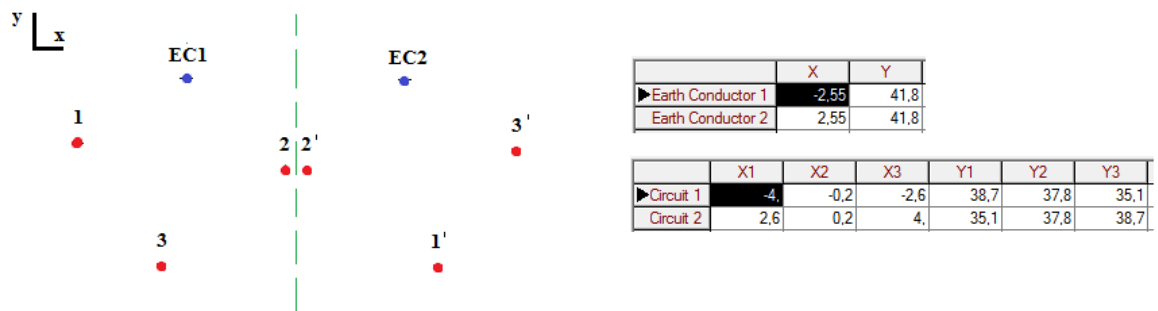


Figura 3.10 Struttura geometrica configurazione Split-Phases, doppia terna a 132 kV e relative coordinate indicate in [m]

3.2 Studio degli squilibri delle correnti di linea

Prima di iniziare ad effettuare le varie simulazioni di Load Flow, ricordando il procedimento illustrato nel paragrafo 2.1.3 in cui si definisce l'utilizzo di un metodo di calcolo basato su un sistema trifase non bilanciato, è importante rilevare che le correnti che transitano nelle varie fasi non sono equilibrate.

Tale squilibrio, considerando le configurazioni realizzate, è dovuto ai diversi accoppiamenti elettromagnetici che si hanno tra i vari conduttori, infatti:

- Nelle disposizioni a doppia terna antisimmetriche le fasi occupano posizioni diverse sia rispetto al terreno che rispetto agli altri conduttori. Di conseguenza le fasi della prima terna hanno valori di mutua induttanza e mutua capacità diversi rispetto ai conduttori della seconda terna.
- I conduttori in ogni terna non si trovano ai vertici di un triangolo equilatero; ciò contribuisce alla disimmetrizzazione delle tensioni (e di conseguenza anche delle correnti), soprattutto se le linee sono molto lunghe.

- Se le due linee si trovano molto vicine comportano dei mutui accoppiamenti tra le due terne non trascurabili.

Questi fattori contano in misura diversa a seconda della configurazione analizzata. Ad esempio per quanto riguarda l'influenza della vicinanza tra le due terne, lo squilibrio tende ad accentuarsi se le terne sono più vicine, mentre allontanandole gli squilibri tendono a diminuire.

Si può affermare in linea teorica che la causa principale degli squilibri delle correnti sono i mutui accoppiamenti induttivi tra le due terne, mentre quelli capacitivi non hanno un ruolo predominante.

Una volta ultimate le simulazioni quindi si analizzerà principalmente la matrice delle induttanze, che fornirà materia di confronto considerando le diverse configurazioni definite con e senza trasposizione delle fasi.

Altro fattore che tende ad amplificare gli squilibri tra le correnti in linea è il collegamento in parallelo delle due terne. Il motivo per cui tale fattore dà luogo a disimmetrie di entità molto maggiore rispetto all'utilizzo delle terne separate può essere spiegato se si vanno ad analizzare le tensioni della sezione di arrivo della linea.

A causa dei mutui accoppiamenti elettromagnetici tra le due linee, si ha una diversa caduta di tensione tra le fasi corrispondenti di ciascuna terna. Nella sezione di arrivo le fasi si porteranno quindi a potenziali diversi (questi dipendono intrinsecamente anche dall'entità del carico collegato).

Tenendo conto del modulo e della fase delle tensioni nella sezione di arrivo, si possono quindi calcolare le differenze di potenziale tra le fasi corrispondenti delle due terne.

Dato che le linee sono collegate in parallelo, tale differenza di potenziale dà luogo a delle correnti di circolazione che, sommandosi alle correnti di linea, ne provocano lo squilibrio.

3.3 Acquisizione ed analisi dei dati risultanti dalle simulazioni eseguite

Dopo aver ultimato la realizzazione delle diverse configurazioni all'interno del programma di simulazione *DIGSILENT PowerFactory*, si passa alla fase della simulazione vera e propria delle linee.

Per ogni configurazione verranno eseguite più simulazioni, che terranno conto di una linea per volta, fra le tre che compongono ogni rete, come descritto nel paragrafo 3.1 e di diverse lunghezze standard scelte per ottenere un confronto adeguato.

Per selezionare la linea collegata alla sbarra e deselezionare le altre, basterà cliccare due volte sul quadratino che si trova all'ingresso della linea e che a seconda della scelta, collegherà ciò che si trova a valle della rete o metterà il ramo fuori servizio, come si può vedere in figura 3.11.

In questo modo si analizzerà la singola linea senza che questa venga influenzata dalle altre, basandosi solo sulla sbarra a monte e il rispettivo carico a valle.

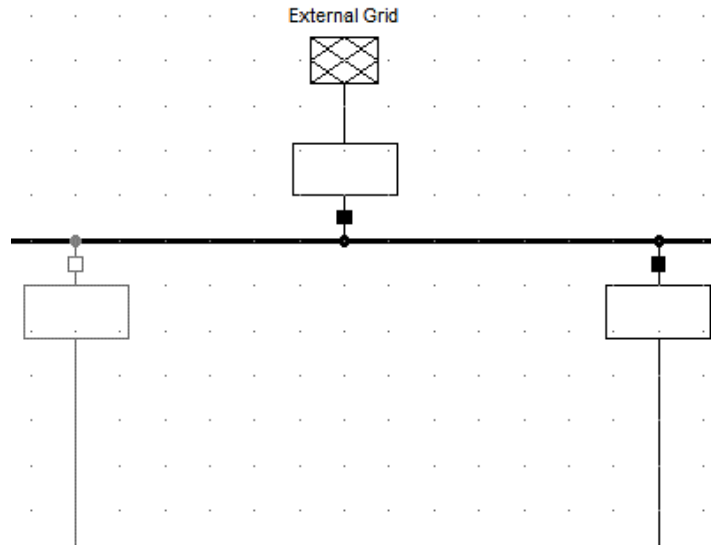


Figura 3.11 Differenza tra linea scollegata (a sinistra) e linea collegata (a destra)

Per evitare inutili ripetizioni all'interno della trattazione che riguarda l'analisi dei risultati ottenuti dalle diverse simulazioni, le varie linee che compongono ogni configurazione verranno nominate con le seguenti sigle:

- Leggenda:**
- **NS** (Normal System): Linea tradizionale.
 - **TS** (Transposition System): Linea con trasposizione realizzata dal simulatore.
 - **SS** (System with Sections): Linea trasposta manualmente con la divisione in 3 sezioni.

Si passa ora all'analisi delle diverse configurazioni, impostando come detto delle lunghezze prestabilite, pari rispettivamente a 100,300 e 500 *km*.

Anche se si arriva in questo modo a lunghezze molto più elevate rispetto a quelle esistenti o realizzabili nel territorio italiano, questa scelta è comunque giustificata dal poter esaminare e mettere in evidenza quanto possono aumentare gli squilibri lungo le linee.

Considerando che le correnti e le tensioni, per ognuna delle configurazioni, saranno rappresentate in tabelle, suddivise a seconda delle lunghezze, attraverso le rispettive componenti alle sequenze, tali squilibri potranno essere calcolati attraverso il fattore di squilibrio dato dal rapporto:

$$\frac{I_2}{I_1} \cdot 100 \quad [\%] \quad (3.3.1)$$

dove:

- I_1 : Modulo della componente diretta (o positiva) alle sequenze della corrente.
- I_2 : Modulo della componente indiretta (o negativa) alle sequenze della corrente

3.3.1 Analisi della configurazione EA, singola terna a 380 kV

LENGHT: 100 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,001	149,7	0	0
Positive-sequence Current		0,564	-22,08	0,599	150,23
Negative-sequence Current		0,008	-150,13	0	-27,45
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,564	-22,08	0,599	150,23
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-127,4	0	0
Positive-sequence Current		0,564	-22,08	0,599	150,23
Negative-sequence Current		0	-115,53	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,023	53,98	0,623	89,46
Positive-sequence Voltage		219,393	0	211,507	-3,93
Negative-sequence Voltage		0,131	114,16	1,769	174,9
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	211,519	-3,93
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,001	136,89	0,038	-119,73
Positive-sequence Voltage		219,393	0	211,612	-3,88
Negative-sequence Voltage		0,004	148,75	0,085	-98,43

LENGHT: 300 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,005	148,18	0	0
Positive-sequence Current		0,553	-16,82	0,646	141,24
Negative-sequence Current		0,026	-151	0,001	-36,52
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,553	-16,81	0,646	141,25
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-119,25	0	0
Positive-sequence Current		0,551	-16,22	0,643	141,49
Negative-sequence Current		0,002	-110,61	0	149,28

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,074	52,47	2,263	77,81
Positive-sequence Voltage		219,393	0	196,066	-12,92
Negative-sequence Voltage		0,409	113,29	5,979	165,97
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	196,197	-12,91
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,007	145,04	0,351	-132,48
Positive-sequence Voltage		219,393	0	196,93	-12,67
Negative-sequence Voltage		0,032	153,68	0,739	-106,56

LENGHT: 500 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,009	143,31	0	0
Positive-sequence Current		0,594	-24,01	0,768	127,81
Negative-sequence Current		0,047	-156,14	0,005	-44,94
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,592	-24,01	0,764	127,92
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,002	-119,8	0	0
Positive-sequence Current		0,56	-16,01	0,714	130,75
Negative-sequence Current		0,006	-112,2	0	137,46

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,144	47,59	5,401	60,2
Positive-sequence Voltage		219,393	0	164,848	-26,35
Negative-sequence Voltage		0,752	108,15	12,889	150,02
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	165,696	-26,24
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,025	144,99	1,034	-150,72
Positive-sequence Voltage		219,393	0	177,167	-23,48
Negative-sequence Voltage		0,096	152,79	1,929	-116,61

Come si vede dalle tabelle precedenti, considerando le componenti dirette, si ha un aumento delle correnti e la relativa diminuzione delle tensioni, entrambe proporzionali all'aumento delle distanze. Valutando invece la componente inversa delle correnti, escludendo il sistema TS in cui è sempre nulla (mantiene sempre la linea simmetrica), si notano degli aumenti più evidenti all'ingresso delle linee, che portano a degli squilibri che passano, aumentando la lunghezza, dal 1.4% (100 km) al 7.9% (500 km) nella linea NS.

Tali squilibri vengono invece abbattuti nel sistema SS, dove infatti non sono presenti nella linea lunga 100 km ($I_2 = 0$), mentre hanno un valore pari al 0.36% a 300 km ed aumentano fino ad un massimo del 1% per linee lunghe 500 km.

3.3.2 Analisi della configurazione N, doppia terna (Antisimmetrica) a 380 kV

LENGHT: 100 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,005	139,56	0	0
Positive-sequence Current		0,526	-7,97	0,584	152,49
Negative-sequence Current		0,011	-142,81	0	0
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,529	-9,93	0,585	152,29
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-170,32	0	0
Positive-sequence Current		0,526	-8,14	0,584	152,51
Negative-sequence Current		0	-31,28	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,081	43,85	1,069	99,08
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,826	-1,67
Negative-sequence Voltage		0,177	121,48	0,471	171,09
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,479	-1,87
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,001	93,97	0,149	-173,79
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,853	-1,65
Negative-sequence Voltage		0,002	-126,99	0,05	-27,66

LENGHT: 300 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,016	139,43	0	0
Positive-sequence Current		0,6	29,37	0,58	149,04
Negative-sequence Current		0,035	-143,23	0	-12,93
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,575	24,44	0,582	148,44
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,001	-123,97	0	0
Positive-sequence Current		0,602	29,82	0,579	149,12
Negative-sequence Current		0,002	1,72	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,256	43,92	3,449	87,08
Positive-sequence Voltage		219,393	0	218,534	-5,12
Negative-sequence Voltage		0,561	121,06	1,485	165,8
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	217,496	-5,72
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,012	140,32	1,464	-178,21
Positive-sequence Voltage		219,393	0	218,744	-5,04
Negative-sequence Voltage		0,026	-93,99	0,503	-31,92

LENGHT: 500 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,03	138,46	0	0
Positive-sequence Current		0,882	53,44	0,545	145,8
Negative-sequence Current		0,064	-144,11	0	-7,84
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,807	49,31	0,549	144,87
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,004	-103,06	0	0
Positive-sequence Current		0,906	54,46	0,543	146,14
Negative-sequence Current		0,007	22,22	0	21,16

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,473	42,75	6,714	70,49
Positive-sequence Voltage		219,393	0	232,31	-8,36
Negative-sequence Voltage		1,019	120,18	2,654	158,44
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	230,767	-9,29
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,068	161,23	5,101	176,16
Positive-sequence Voltage		219,393	0	233,068	-8,02
Negative-sequence Voltage		0,118	-73,49	1,707	-35,54

In questa configurazione si nota che, mentre in uscita i valori delle componenti dirette rimangono all'incirca i medesimi tra i sistemi, all'ingresso delle linee (considerando solo le correnti dato che le tensioni sono imposte dalla sbarra a 380 kV) aumentando le distanze si vede che il sistema TS assume valori sempre più bassi rispetto agli altri due. Anche in questo caso, tale sistema simmetrizza perfettamente la linea non presentando squilibri che invece, si manifestano all'ingresso degli altri due sistemi con correnti inverse e omopolari crescenti proporzionalmente con la lunghezza delle linee. Nel sistema NS questi aumentano dal 2.1% al 7.2%, mentre nel sistema SS sono inizialmente nulli e arrivano fino allo 0.77%, sempre considerando linee che vanno dai 100 ai 500 km.

3.3.3 Analisi della configurazione N, doppia terna (Simmetrica) a 380 kV

LENGHT: 100 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,005	139,58	0	0
Positive-sequence Current		0,529	-9,86	0,585	152,3
Negative-sequence Current		0,027	-146,44	0	-10,34
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,529	-9,93	0,585	152,29
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-172,21	0	0
Positive-sequence Current		0,529	-10,02	0,585	152,32
Negative-sequence Current		0	-38,05	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,081	43,87	1,073	98,24
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,446	-1,86
Negative-sequence Voltage		0,426	117,85	1,418	169,46
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,479	-1,87
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,001	92,08	0,143	-174,26
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,5	-1,84
Negative-sequence Voltage		0,006	-133,76	0,139	-32,99

LENGHT: 300 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,016	139,64	0	0
Positive-sequence Current		0,576	24,6	0,583	148,44
Negative-sequence Current		0,085	-146,74	0	-13,6
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,575	24,44	0,582	148,44
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,001	-129,41	0	0
Positive-sequence Current		0,578	25,09	0,582	148,52
Negative-sequence Current		0,004	-7,71	0	31,81

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,257	43,93	3,524	84,68
Positive-sequence Voltage		219,393	0	217,207	-5,72
Negative-sequence Voltage		1,346	117,55	4,469	165,3
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	217,496	-5,72
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,012	134,88	1,404	-179,19
Positive-sequence Voltage		219,393	0	217,671	-5,63
Negative-sequence Voltage		0,068	-103,42	1,387	-37,7

LENGHT: 500 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,03	138,32	0	0
Positive-sequence Current		0,809	49,39	0,551	144,84
Negative-sequence Current		0,153	-144,33	0	-13,51
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,807	49,31	0,549	144,87
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,004	-107,41	0	0
Positive-sequence Current		0,833	50,69	0,547	145,22
Negative-sequence Current		0,019	12,99	0	30,76

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,479	42,61	7,095	66,84
Positive-sequence Voltage		219,393	0	229,795	-9,32
Negative-sequence Voltage		2,437	116,96	7,94	159,85
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	230,767	-9,29
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,066	156,88	4,885	176,16
Positive-sequence Voltage		219,393	0	231,547	-8,94
Negative-sequence Voltage		0,301	-82,72	4,682	-41,71

Terza configurazione basata sul confronto con la precedente per analizzare quali differenze può portare la disposizione simmetrica dei conduttori, rispetto alla stessa struttura antisimmetrica. Valutando ogni distanza si nota che i sistemi hanno componenti dirette molto simili fra loro per ognuna di esse, avvicinandosi di più al comportamento tenuto dalla configurazione a singola terna che non a quella a doppia terna antisimmetrica. Come ci si aspetta a livello teorico, con la simmetria delle terne si hanno degli squilibri maggiori ed infatti andando a confrontare le correnti inverse in ingresso si vede che in questo caso, il sistema NS passa dal 5.1% al 18.9%, invece nel sistema SS si riesce a ridurre gli squilibri fino a 300 km (0.69%) mentre a 500 km si hanno valori rilevanti anche con la trasposizione (2.28%).

3.3.4 Analisi della configurazione Split-Phases, doppia terna a 380 kV

LENGHT: 100 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,012	136,86	0	0
Positive-sequence Current		0,534	-10,54	0,585	152,16
Negative-sequence Current		0,03	41,38	0	-24,88
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,521	1,32	0,583	152,5
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-110,92	0	0
Positive-sequence Current		0,535	-10,7	0,585	152,18
Negative-sequence Current		0	88,73	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,187	41,15	2,533	101,82
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,537	-2
Negative-sequence Voltage		0,477	-54,33	1,811	-3,48
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	217,389	-1,66
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,003	153,37	0,324	-118,23
Positive-sequence Voltage		219,393	0	216,618	-1,98
Negative-sequence Voltage		0,006	-6,98	0,167	92,25

LENGHT: 300 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,037	136,07	0	0
Positive-sequence Current		0,58	22,14	0,583	148,07
Negative-sequence Current		0,094	41,23	0	-27,84
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,769	47,12	0,566	149,1
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,003	-83,41	0	0
Positive-sequence Current		0,582	28,63	0,581	148,17
Negative-sequence Current		0,004	128,66	0	138,8

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,586	40,35	7,924	86,97
Positive-sequence Voltage		219,393	0	217,361	-6,09
Negative-sequence Voltage		1,499	-54,39	5,747	-8,14
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	223,93	-5,06
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,043	-179,12	3,246	-125,37
Positive-sequence Voltage		219,393	0	218,104	-5,99
Negative-sequence Voltage		0,059	32,95	1,635	88,95

LENGHT: 500 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,068	133,57	0	0
Positive-sequence Current		0,8	46,37	0,551	144,31
Negative-sequence Current		0,17	41,14	0,001	-28
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		1,336	66,54	0,504	146,09
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,013	-69,62	0	0
Positive-sequence Current		0,823	47,82	0,545	144,77
Negative-sequence Current		0,018	160,65	0	132,68

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		1,074	37,86	14,71	66,05
Positive-sequence Voltage		219,393	0	229,851	-9,85
Negative-sequence Voltage		2,7	-54,57	10,278	-13,7
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		219,393	0	251,32	-8,07
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,203	-165,33	11,408	-134,45
Positive-sequence Voltage		219,393	0	232,603	-9,39
Negative-sequence Voltage		0,281	64,84	5,477	86,65

Primo approccio con questa geometria di nuova generazione che già evidenzia determinate singolarità rispetto alle configurazioni standard.

Soffermendosi sempre sulle correnti in ingresso si osserva che con l'aumentare della lunghezza delle linee nel sistema TS, anche mantenendo lo stesso comportamento di simmetria, le componenti alla sequenza diretta aumentano esponenzialmente rispetto a quelle degli altri due sistemi.

Per quanto riguarda invece gli squilibri, si ha che nel sistema NS si passa da valori del 5.6% (100 km), al 21% per linee lunghe 500 km, mentre, come accade nella configurazione precedente, nel sistema SS gli squilibri vengono mitigati fino ai 300 km, in cui si arriva a valori del 0.68%, che poi aumentano ad un livello non accettabile del 2.18% per linee lunghe 500 km.

3.3.5 Analisi della configurazione MG, doppia terna (Antisimmetrica) a 132 kV

LENGHT: 100 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,001	128,74	0	0
Positive-sequence Current		0,185	-16,12	0,201	151,77
Negative-sequence Current		0,001	-154,42	0	0
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,186	-17,06	0,201	151,58
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-179,61	0	0
Positive-sequence Current		0,185	-16,21	0,201	151,8
Negative-sequence Current		0	-56,36	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,002	32,83	0,312	119,94
Positive-sequence Voltage		76,21	0	73,848	-2,39
Negative-sequence Voltage		0,002	109,82	0,101	179,21
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		76,21	0	73,726	-2,58
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0,034	-174,34
Positive-sequence Voltage		76,21	0	73,876	-2,36
Negative-sequence Voltage		0	0	0,009	-43,7

LENGHT: 300 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,003	128,75	0	0
Positive-sequence Current		0,183	3,24	0,21	146,15
Negative-sequence Current		0,004	-154,81	0	-35,88
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,183	0,03	0,212	145,54
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-153,11	0	0
Positive-sequence Current		0,183	3,81	0,209	146,36
Negative-sequence Current		0	-37,56	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,006	33,08	0,922	102,08
Positive-sequence Voltage		76,21	0	70,55	-8,01
Negative-sequence Voltage		0,007	109,48	0,314	170,71
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	-21,99
Positive-sequence Voltage		76,21	0	70,038	-8,62
Negative-sequence Voltage		0	0	0	4,51
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	111,18	0,317	179,1
Positive-sequence Voltage		76,21	0	70,759	-7,89
Negative-sequence Voltage		0	-133,27	0,083	-50,7

LENGHT: 500 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,006	127,51	0	0
Positive-sequence Current		0,2	20,15	0,214	139,64
Negative-sequence Current		0,007	-156,03	0	-31,12
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,195	14,54	0,219	138,47
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,001	-130,75	0	0
Positive-sequence Current		0,204	23,13	0,211	140,29
Negative-sequence Current		0,001	-22,67	0	48,73

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,011	31,8	1,721	78,26
Positive-sequence Voltage		76,21	0	69,088	-14,51
Negative-sequence Voltage		0,013	108,26	0,556	159,92
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		76,21	0	67,705	-15,68
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,001	133,54	1,022	170,66
Positive-sequence Voltage		76,21	0	70,374	-13,87
Negative-sequence Voltage		0,002	-118,38	0,255	-58,8

È la prima delle due configurazioni a 132 kV, in cui si studia la struttura geometrica standard che al livello superiore di tensione dava i migliori risultati in materia di squilibri. Tale configurazione ha un comportamento analogo alla stessa struttura vista a 380 kV, con valori di tensione e corrente che sono ovviamente inferiori (es. tensione diretta imposta all'ingresso delle linee che passa da 219.393 kV a 76.21 kV). I valori risultanti dalle componenti inverse, sempre considerando le correnti in ingresso, danno squilibri inferiori rispetto alla medesima configurazione a 380 kV, passando dal 0.54% al 3.5% per il sistema NS, sempre considerando lunghezze dai 100 ai 500 km, mentre per il sistema SS si hanno valori di I_2 nulli fino a 300 km e squilibri dello 0.49% alla lunghezza massima studiata.

3.3.6 Analisi della configurazione Split-Phases, doppia terna a 132 kV

LENGHT: 100 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,002	122,27	0	0
Positive-sequence Current		0,186	-16,61	0,201	151,63
Negative-sequence Current		0,004	28,09	0	-24,47
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,184	-14,64	0,2	151,84
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	-131,37	0	0
Positive-sequence Current		0,186	-16,69	0,201	151,66
Negative-sequence Current		0	62,61	0	0

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,005	26,56	0,773	99,58
Positive-sequence Voltage		76,21	0	73,803	-2,53
Negative-sequence Voltage		0,008	-67,62	0,412	-4,48
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		76,21	0	73,949	-2,31
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	132,92	0,081	-129,73
Positive-sequence Voltage		76,21	0	73,837	-2,5
Negative-sequence Voltage		0	-33,1	0,032	76,54

LENGHT: 300 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,008	122,22	0	0
Positive-sequence Current		0,184	1,47	0,211	147,71
Negative-sequence Current		0,013	27,95	0	-25,75
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,184	8,06	0,208	146,38
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,001	-111,72	0	0
Positive-sequence Current		0,184	2,04	0,21	145,82
Negative-sequence Current		0,001	82,46	0	-172,71

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,015	26,48	2,485	81,98
Positive-sequence Voltage		76,21	0	70,313	-8,45
Negative-sequence Voltage		0,024	-67,76	1,314	-12,79
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	-21,35
Positive-sequence Voltage		76,21	0	71,148	-7,78
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,001	152,57	0,786	-139,94
Positive-sequence Voltage		76,21	0	70,588	-8,34
Negative-sequence Voltage		0,001	-13,25	0,29	71,25

LENGHT: 500 km

CURRENTS :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,014	120,13	0	0
Positive-sequence Current		0,199	16,94	0,217	138,82
Negative-sequence Current		0,022	27,5	0	-26,55
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0	0	0	0
Positive-sequence Current		0,212	27,69	0,209	140,12
Negative-sequence Current		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kA]	Angle [°]	Magnitude [kA]	Angle [°]
Zero-sequence Current		0,003	-100,86	0	0
Positive-sequence Current		0,203	20,21	0,212	19,58
Negative-sequence Current		0,002	105,77	0	160,52

VOLTAGES :

NORMAL SYSTEM		Terminal i		Terminal j	
		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,027	24,42	5,043	59,42
Positive-sequence Voltage		76,21	0	68,352	-15,34
Negative-sequence Voltage		0,041	-68,21	2,422	-22,66
SYSTEM WITH TRASPOSITION		Terminal i		Terminal j	
[Perfect]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0	0	0	0
Positive-sequence Voltage		76,21	0	70,926	-14,04
Negative-sequence Voltage		0	0	0	0
SYSTEM WITH SECTIONS		Terminal i		Terminal j	
[Manual Trasposition]		Magnitude [kV]	Angle [°]	Magnitude [kV]	Angle [°]
Zero-sequence Voltage		0,005	163,43	2,655	-153,69
Positive-sequence Voltage		76,21	0	69,946	-14,63
Negative-sequence Voltage		0,004	10,05	0,863	65,29

Seconda configurazione che studia la nuova geometria Split-Phases e che anche in questo caso mostra un comportamento simile a quello analizzato per la stessa struttura a 380 kV, con valori di corrente e tensioni inferiori e differenze tra di essi meno marcate. Anche in quest'ultimo caso, il cambiamento del livello di tensione, porta a una diminuzione delle componenti inverse e di conseguenza degli squilibri nelle linee che ancora una volta si rendono visibili nelle correnti che circolano all'ingresso delle reti. Nel sistema NS si possono calcolare valori che vanno dal 2.15% a 100 km, al 11% a 500 km, mentre per il sistema SS i primi squilibri si hanno nelle linee lunghe 300 km (0.54%) ed aumentano fino allo 0.98% a 500 km. Nel sistema TS si continua ad avere la totale simmetria per qualunque delle lunghezze analizzate.

3.4 Confronto tra linee standard e linee innovative esaminate

Confrontando tutte le configurazioni studiate si possono evidenziare i punti comuni seguenti:

- Considerando tutte le lunghezze prestabilite, il sistema che prevede la trasposizione autonoma da parte del programma di simulazione, porta alla perfetta simmetrizzazione delle linee, con componenti inverse e omopolari di correnti e tensioni che risultano sempre nulle.
- Tenendo conto che a valle delle linee si ha un carico equilibrato, si nota che le correnti in uscita da tutti i sistemi e a qualunque delle lunghezze studiate, vengono equilibrate e non presentano squilibri in nessuna delle configurazioni.
- Le componenti dirette delle tensioni hanno sempre il medesimo valore perché imposte dalla sbarra a cui sono collegati i generatori.

Partendo da tali considerazioni si posso tracciare i primi risultati nell'ambito dello studio del comportamento elettrico a regime della nuova geometria di testa-palo Split-Phases, mettendo a confronto i dati ricavati dalle simulazioni di tale configurazione rispetto alle altre già esistenti.

Considerando la linea a doppia terna antisimmetrica a 380 kV e confrontando i valori degli squilibri rispetto alla geometria Split-Phases, si vede come quest'ultima abbia valori molto più elevati già a partire da lunghezze di linea di 100 km e di come neanche la trasposizione riesca a mantenere la linea ad un livello di simmetrizzazione accettabile per lunghezze pari o superiori a 500 km.

Come si può notare dalla tabella 3.2, gli squilibri legati a questa nuova geometria, si avvicinano molto di più ai valori raggiunti dalla doppia terna simmetrica a 380 kV.

Tabella 3.2 Fattori di squilibrio delle correnti nelle configurazioni confrontate a 380 kV

		Lunghezza linea [km]		
		100	300	500
DT a 380 kV (Antisimmetrica)	NS	2.1%	5.8%	7.2%
	SS	0	0.33%	0.77%
DT a 380 kV (Split-Phases)	NS	5.6%	16.2%	21.2%
	SS	0	0.68%	2.18%
DT a 380 kV (Simmetrica)	NS	5.1%	14.8%	18.9%
	SS	0	0.69%	2.28%

Si può quindi affermare in prima analisi, che la struttura Split-Phases in queste condizioni può essere sostituita alle geometrie tradizionali soltanto se si utilizza il metodo della trasposizione e non si superano determinate lunghezze della linea.

Tali squilibri diminuiscono notevolmente abbassando il livello di tensione delle linee da 380 kV a 132 kV. Infatti confrontando nuovamente le strutture precedenti, riprodotte rispettivamente nelle configurazioni 5 e 6, si ottengono dei nuovi valori di squilibrio.

Questi, calcolati sempre attraverso la formula (3.3.1), sono riportati nella seguente tabella:

Tabella 3.3 Fattori di squilibrio delle correnti nelle configurazioni confrontate a 132 kV

		Lunghezza linea [km]		
		100	300	500
DT a 132 kV (Antisimmetrica)	NS	0.54%	2.19%	3.5%
	SS	0	0	0.49%
DT a 132 kV (Split-Phases)	NS	2.15%	7.1%	11.1%
	SS	0	0.54%	0.98%

Si vede quindi che, con l'aiuto della trasposizione, in questo caso entrambe le configurazioni riescono ad avere degli squilibri accettabili anche per linee molto lunghe, anche se si notano comunque dei valori più alti nella struttura Split-Phases, che già a 100 km e senza trasposizione, presenta una linea nettamente dissimmetrica.

Questo può essere messo maggiormente in evidenza tracciando il grafico delle correnti di fase in ingresso di tale linea:

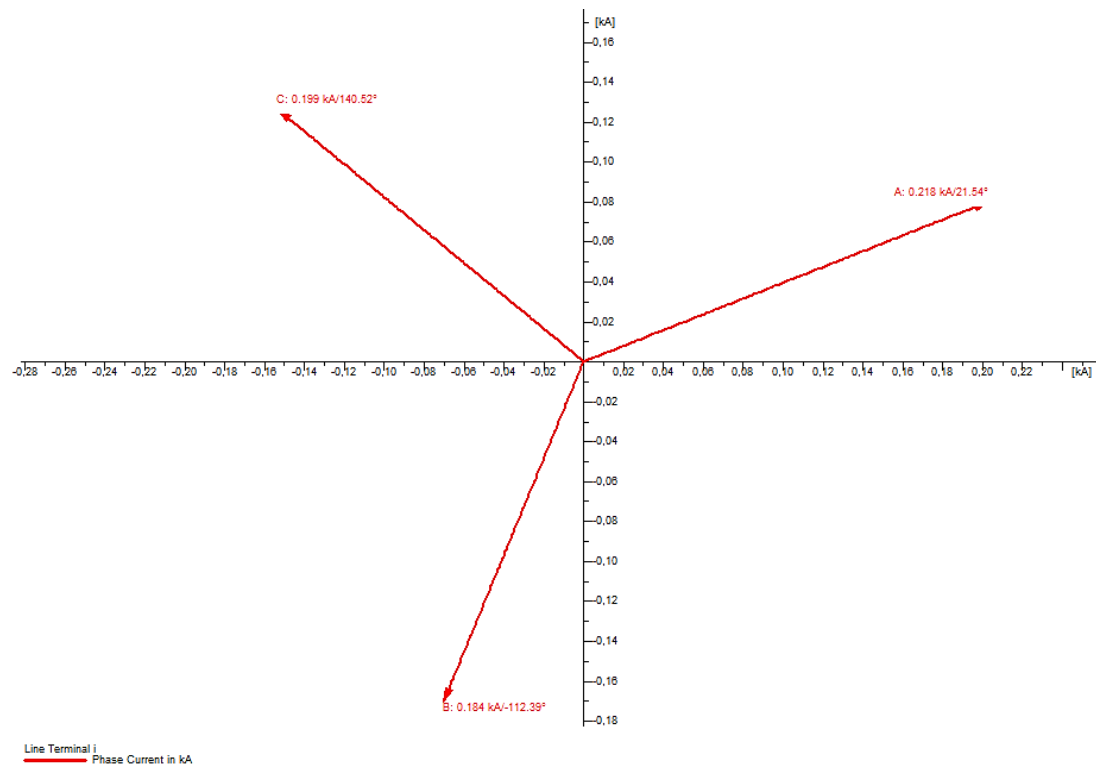


Figura 3.12 Correnti di fase in ingresso della configurazione Split-Phases a 132 kV con lunghezza pari a 100 km

Si può concludere quindi che per sfruttare i vantaggi dati dall'abbattimento dei campi magnetici da parte del sistema Split-Phases, risulti di primaria importanza l'utilizzo della trasposizione delle fasi.

Questi aspetti verranno quindi studiati più dettagliatamente, con l'utilizzo di linee di trasmissione elettrica presenti e funzionanti nel territorio italiano, nel prossimo capitolo.

Capitolo 4

Applicazioni su casi reali e confronto con il modello sperimentale Split-Phases

4.1 Analisi della linea aerea a 380 kV La Spezia-Vignole

La linea elettrica presa in esame fa parte della Rete di Trasmissione Nazionale a 380 kV ed è pertanto proprietà di Terna S.p.A. Questa percorre la tratta Vignole-La Spezia ed è una parte della originale linea a 380 kV che percorreva il tratto Baggio-La Spezia, progettata e costruita negli anni 1961-1964 dall'impresa Edison.

Tale linea era stata realizzata per trasportare l'energia elettrica dalla centrale termoelettrica di La Spezia alla stazione elettrica di Baggio, che forniva energia al bacino di carico dell'area milanese.

Negli anni successivi, con lo sviluppo della rete elettrica (conseguente alla crescente domanda di energia elettrica e quindi agli sviluppi degli impianti di produzione energetica), la linea originale si è evoluta, passando da una lunghezza totale di circa 200 km alla segmentazione in più linee, quali:

- Linea 380 kV Baggio-Pieve Albignola (attuale T.383), lunga 42.209 km
- Linea 380 kV Pieve Albignola-Voghera (attuale T382), lunga 9.987 km
- Linea 380 kV Voghera-Castelnuovo Scrivia (attuale T.313), lunga 9.012 km
- Linea 380 kV Castelnuovo Scrivia-Vignole (attuale T.351), lunga 37.954 km
- Linea 380 kV Vignole-La Spezia (attuale T.349), lunga 112.197 km

In figura 4.1 viene riportata la vista aerea del tratto di Rete di Trasmissione Nazionale a 380 kV che si andrà ad analizzare, con le stazioni sopra elencate evidenziate.

Questa linea è stata scelta, oltre al fatto di poter studiare accuratamente un caso reale, anche perché caratterizzata dalla presenza di trasposizione delle fasi, la quale non avviene in modo classico, in quanto si effettua cambiando l'ordine di due fasi per tratto e non di tre (come apparirebbe più corretto).

La trasposizione è quindi il principale oggetto di studio nelle simulazioni di tale linea, in quanto permette di comprendere in modo più preciso, come variano i mutui accoppiamenti e gli squilibri considerando diversi casi: partendo dalla linea reale, considerando poi la trasposizione completa e la non trasposizione delle fasi.

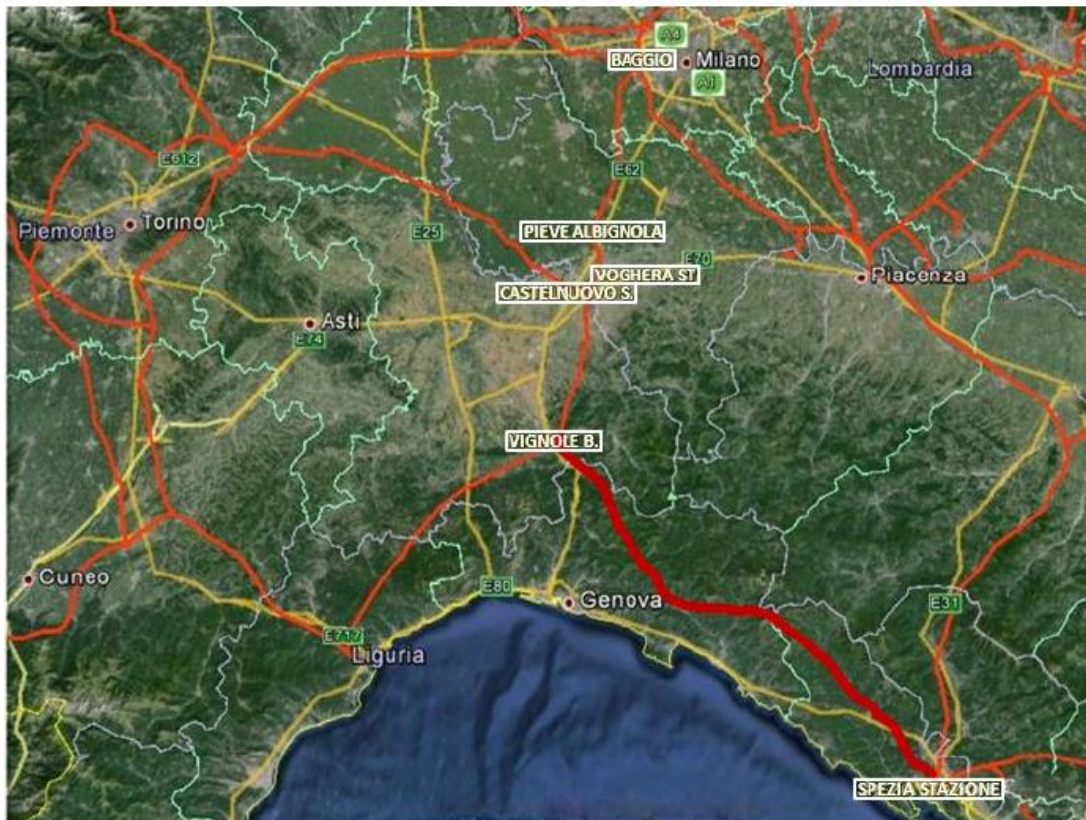


Figura 4.1 Vista aerea della linea aerea a 380 kV Vignole-La Spezia

Come già anticipato precedentemente, ogni linea viene definita da una sigla. Infatti anche la linea aerea Vignole-La Spezia, esaminata in questa trattazione, è meglio conosciuta come “linea T.349”.

4.1.1 Descrizione della linea T.349

I sostegni della linea valutata, hanno una struttura a singola terna e possono avere due tipologie di geometria lungo il percorso che variano da una disposizione piana dei conduttori ad una triangolare, che viene utilizzata per la rotazione delle fasi.

La linea in se può essere suddivisa in quattro sezioni caratterizzate in base alla struttura geometrica dei sostegni:

- Il primo tratto, della lunghezza di 5.9 km, parte dalla stazione di La Spezia ed è composto da una struttura a triangolo dei sostegni e si estende dal sostegno n°2 al sostegno n°16.

I sostegni che compongono il resto della linea hanno invece una disposizione dei conduttori in piano e vengono suddivisi nelle restanti tre sezioni principali, rispettivamente contraddistinte da:

- Un secondo tratto, considerando l'intera linea, della lunghezza di 40.4 km e che si estende dal sostegno n°17 al sostegno n°96.

- Un terzo tratto della lunghezza di 33.1 km dal sostegno n°98 al sostegno n°170.
- Un quarto e ultimo tratto della lunghezza di 32.9 km, che si estende dal sostegno n°172 fino all'ultimo, il n°237, prima di giungere alla stazione di Vignole.

A dividere le tre sezioni con disposizione piana dei conduttori, si trovano rispettivamente i sostegni n°97 e n°171, i quali a differenza dei precedenti sono realizzati con una struttura geometrica a triangolo e hanno lo scopo di effettuare la trasposizione delle fasi.

La numerazione delle fasi che viene utilizzata da Terna S.p.A., è solitamente 4-8-12 oppure 4-8-0. Per tale motivo nella trattazione che segue, oltre alla numerazione 1-2-3 utilizzata dal programma *DIGSILENT*, si useranno entrambe le numerazioni.

La disposizione delle fasi lungo l'intera linea e le relative strutture geometriche principali sono quindi rappresentate in figura 4.2.

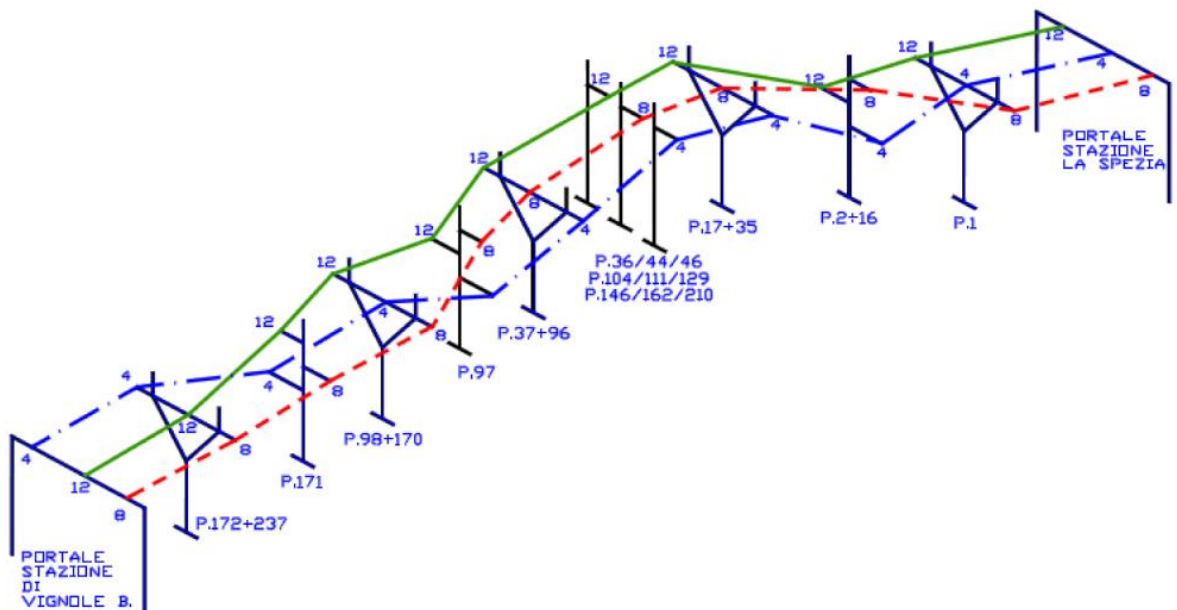


Figura 4.2 Disposizione delle fasi nella linea T.349

Per quanto riguarda i conduttori, le tipologie presenti nella linea esaminata sono cinque e si suddividono in due tipologie per quanto riguarda i conduttori di fase e tre tipologie riguardanti le funi di guardia.

Si distinguono quindi:

- Conduttori di fase:
- a Corda alluminio-acciaio (31.5mm)
 - Anaconda (50mm)

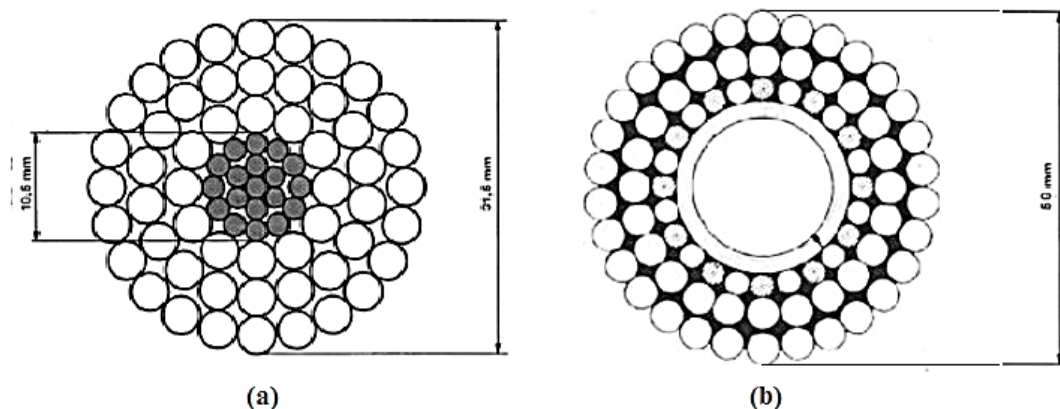


Figura 4.3 Conduttori di fase: a Corda alluminio-acciaio (a), Anaconda (b)

- Funi di guardia:
- OPGW (19 mm)
 - OPGW (11.5 mm)
 - a Corda in acciaio (12.5 mm)

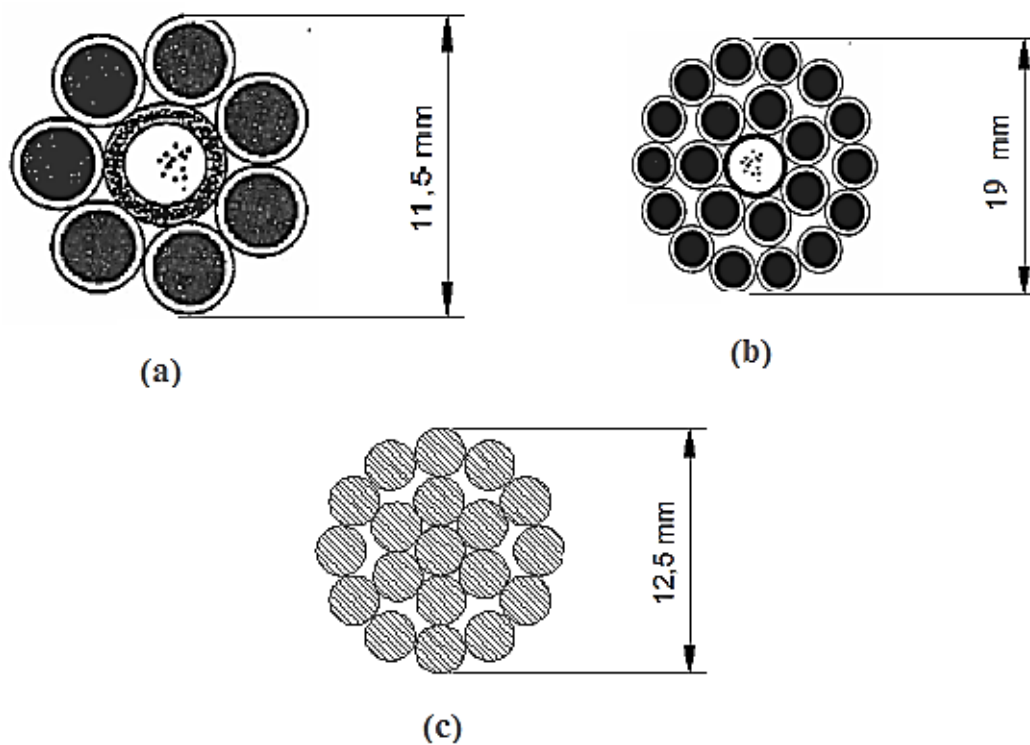


Figura 4.4 Funi di guardia: OPGW da 11.5 mm (a), OPGW da 19 mm (b), a Corda in acciaio (c)

Per quanto riguarda le caratteristiche dei conduttori, queste sono riportate nella tabella 4.1 che segue.

Tabella 4.1 Caratteristiche conduttori

	Materiale	Formazione	Diametro (mm)	Sezione (mm ²)	Peso (kg/m)	Carico di rottura (daN)	Modulo elastico finale (daN/mm ²)	Coef. dilataz. Termica (1/°C)
Conduttori di energia	all. - acc.	19x2,10+54x3,50	31,5	585	1,953	16852	6800	1,94E-05
	all. - acc.	12x3,50+12x3,50	50	1108	4,000	30000	6700	1,94E-05
Corda di guardia	OPGW	7x3,65+14x3,35+4,9 tubetto	19	202,2	1,185	15600	1320	1,38E-05
	OPGW	6x4,00+4,0 tubetto	11,5	75,4	0,470	76000	2030	1,38E-05
	acciaio	19x2,5	12,5	93,27	0,754	12321	19620	1,20E-05

Per quanto invece riguarda la disposizione lungo la linea, tali conduttori si sono alternati secondo il seguente ordine, sempre distinguendo:

Conduttori di fase:

- Da Stazione di La spezia al sostegno n° 91: binato all-acc da 31.5 mm
- Dal sostegno n° 91 al n° 114: conduttore singolo da 50 mm
- Dal sostegno n° 114 al n° 153: binato all-acc da 31.5 mm
- Dal sostegno n° 153 al n° 236: conduttore singolo da 50 mm
- Dal sostegno n° 236 alla stazione di Vignole: binato all-acc da 31.5 mm

Funghi di guardia:

- Da Stazione di La spezia al sostegno n° 2: **Sx** OPGW da 11.5 mm
Dx OPGW da 19 mm
- Dal sostegno n° 2 al n° 16: OPGW da 11.5 mm
- Dal sostegno n° 16 al n° 91: **Sx** OPGW da 11.5 mm
Dx OPGW da 19 mm
- Dal sostegno n° 91 al n° 114: **Sx** corda in acciaio da 12.5 mm
Dx OPGW da 19 mm
- Dal sostegno n° 114 al n° 153: **Sx** OPGW da 11.5 mm
Dx OPGW da 19 mm
- Dal sostegno n° 153 al n° 237: **Sx** corda in acciaio da 12.5 mm
Dx OPGW da 19 mm
- Dal sostegno n° 237 alla stazione di Vignole: corda in acciaio da 12.5 mm (**Sx** e **Dx**).

4.1.2 Trasposizione della linea T.349

Come già descritto nel paragrafo 1.3.4, la trasposizione viene effettuata allo scopo di non squilibrare la terna di correnti che circolano lungo la linea.

In modo particolare, grazie all'utilizzo della trasposizione, le mutue induttanze definite tra i conduttori risultano uguali tra loro, rendendo così la linea globalmente simmetrica. L'efficacia acquisita da tale metodo può dunque essere verificata analizzando la matrice delle induttanze della linea.

Si può dunque definire il termine denominato:

- *Errore di trasposizione Δe :*
Differenza tra la maggiore e la minore fra le mutue induttanze (in valore assoluto), normalizzata rispetto alla media delle tre induttanze (sempre in valore assoluto).

questo può quindi essere determinato attraverso la seguente espressione:

$$\Delta e = \frac{|M_{max}| - |M_{min}|}{(|M_{48}| + |M_{80}| + |M_{40}|)/3} = 3 \cdot \frac{|M_{max}| - |M_{min}|}{(|M_{48}| + |M_{80}| + |M_{40}|)} \quad (4.1.2.1)$$

Ovviamente più piccolo sarà Δe , maggiore sarà la simmetria della linea. Moltiplicando il valore di Δe per 100 si otterrà il valore percentuale $\Delta e\%$, che sarà esattamente quello che si andrà a calcolare nel proseguo della trattazione.

Come già accennato nel paragrafo 4.1, questa linea presenta un'anomalia determinata dal fatto che anche se soggetta a trasposizione, questa avviene in modo particolare dato che in ogni tratto si ha la rotazione di due fasi invece che tutte e tre.

Analizzando di conseguenza il tratto di linea trasposto (17-237), che si suddivide nelle tre sezioni con disposizione dei conduttori su piano orizzontale, si può osservare che:

- Nel passaggio tra il primo (17-96) e il secondo (98-170) tratto, vengono invertite solo le posizioni delle fasi 4 e 8.
- Nel passaggio tra il secondo (98-170) e il terzo (172-237) tratto, vengono invertite solo le posizioni delle fasi 4 e 12.

La situazione globale del posizionamento delle fasi, per quanto riguarda la porzione di linea a struttura geometrica piana (17-237), si presenta quindi come in figura 4.5.

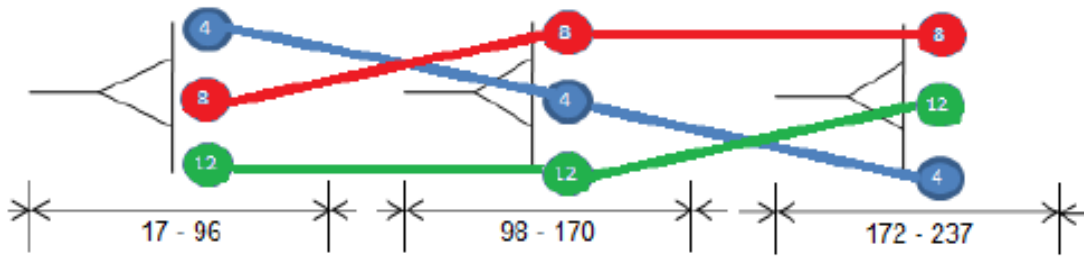


Figura 4.5 Trasposizione di due fasi (condizioni reali)

Situazione ben diversa dalla definizione classica di trasposizione, in cui si ha la rotazione ciclica di tutte e tre le fasi in modo che ognuna assuma lungo la linea le tre possibili collocazioni, come viene illustrato in figura 4.6.

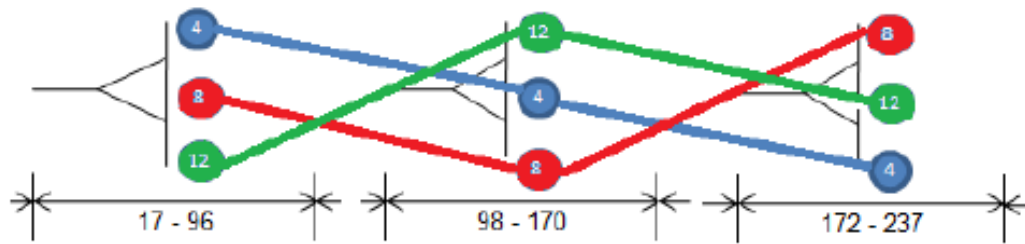


Figura 4.6 Trasposizione delle tre fasi (condizione classica)

Analizzando più nello specifico la condizione che riguarda la trasposizione di due fasi nella linea, si posso determinare elementi interessanti che riguardano la matrice delle induttanze e che posso essere utili nello studio dei risultati ricavati attraverso le simulazioni sulla linea. Per fare ciò, si parte dal considerare una linea formata da sostegni aventi una struttura geometrica piana dei conduttori, come in figura 4.7.

Ipotizzando che la distanza D fra il conduttore interno (i) e rispettivamente i conduttori esterni (e_1, e_2) sia la stessa, si ha:

$$D_{e_1 i} = D_{e_2 i} = D_{ei} < D_{ee} \quad (4.1.2.2)$$

In questo caso anche le rispettive mutue induttanze saranno identiche e si può definire di conseguenza la relazione:

$$M_{e_1 i} = M_{e_2 i} = M_{ei} > M_{ee} \quad (4.1.2.3)$$

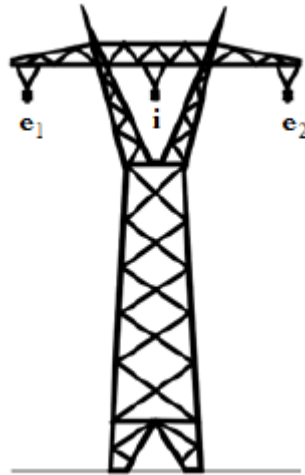


Figura 4.7 Traliccio con struttura geometrica piana

Risulterà quindi una matrice delle induttanze del tipo:

$$\begin{array}{c} \text{fasi} \\ \begin{matrix} e_1 \\ i \\ e_2 \end{matrix} \end{array} \begin{bmatrix} L & M_{ie} & M_{ee} \\ M_{ie} & L & M_{ie} \\ M_{ee} & M_{ie} & L \end{bmatrix} \quad (4.1.2.4)$$

Si nota che anche scambiando la posizione delle fasi esterne, la matrice non subisce modifica dato che le distanze fra i tre conduttori non si varia.

Tenendo conto di tale considerazione, si applica la trasposizione di due conduttori, facendo attenzione al fatto di avere sempre una fase diversa nella posizione centrale. Come già descritto precedentemente si divide la linea in tre tratti (17-96), (98-170) e (172-237), in cui si dispongono i conduttori nel modo seguente:

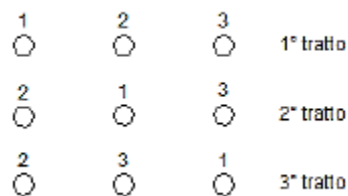


Figura 4.8 Disposizione dei conduttori con trasposizione di due fasi

Con la trasposizione la linea resta in ogni tratto materialmente disimmetrica, ma diviene globalmente simmetrica.

Calcolando le tre matrici delle induttanze che rappresentano rispettivamente i tre tratti di linea, si ottiene:

I° Tratto:

$$\begin{bmatrix} L & M_{12} & M_{13} \\ M_{12} & L & M_{23} \\ M_{13} & M_{23} & L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M_{ie} & M_{ee} \\ M_{ie} & L & M_{ie} \\ M_{ee} & M_{ie} & L \end{bmatrix} \quad (4.1.2.5)$$

II° Tratto:

$$\begin{bmatrix} L & M_{12} & M_{23} \\ M_{12} & L & M_{13} \\ M_{23} & M_{13} & L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M_{ie} & M_{ee} \\ M_{ie} & L & M_{ie} \\ M_{ee} & M_{ie} & L \end{bmatrix} \quad (4.1.2.6)$$

III° Tratto:

$$\begin{bmatrix} L & M_{23} & M_{12} \\ M_{23} & L & M_{13} \\ M_{12} & M_{13} & L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M_{ie} & M_{ee} \\ M_{ie} & L & M_{ie} \\ M_{ee} & M_{ie} & L \end{bmatrix} \quad (4.1.2.7)$$

Indipendentemente dal tratto preso in esame, si ha quindi sempre la medesima matrice delle induttanze.

Anche utilizzando una qualsiasi altra combinazione delle fasi, se si rispetta il criterio definito precedentemente e che si basa sul avere obbligatoriamente una fase sempre diversa nella posizione centrale delle terna, si ottiene in ogni caso una matrice del tipo seguente:

$$\begin{bmatrix} L & M_{ie} & M_{ee} \\ M_{ie} & L & M_{ie} \\ M_{ee} & M_{ie} & L \end{bmatrix} \quad (4.1.2.8)$$

La matrice dell'intera linea potrà essere dunque ricavata in modo diretto, semplicemente sommando le matrici calcolate dai rispettivi tratti in cui viene divisa.

Considerando ora il flusso totale concatenato con il conduttore 1 nelle tre posizioni, si ricavano le seguenti relazioni:

- $\phi_{1t}^{(1)} = LI_1 + M_{ei}I_2 + M_{ee}I_3 \quad (\text{I}^\circ \text{ Tratto}) \quad (4.1.2.9)$

- $\phi_{1t}^{(2)} = LI_1 + M_{ei}I_2 + M_{ee}I_3 \quad (\text{II}^\circ \text{ Tratto}) \quad (4.1.2.10)$

- $\phi_{1t}^{(3)} = LI_1 + M_{ei}I_2 + M_{ee}I_3 \quad (\text{III}^\circ \text{ Tratto}) \quad (4.1.2.11)$

Il flusso concatenato con il conduttore 1 sarà quindi dato dalla media dei tre tratti, dando il seguente risultato:

$$\begin{aligned} \phi_1 &= \frac{\phi_{1t}^{(1)} + \phi_{1t}^{(2)} + \phi_{1t}^{(3)}}{3} = LI_1 + \frac{2}{3}M_{ei}I_2 + \frac{2}{3}M_{ee}I_3 = \dots \\ \dots &= LI_1 + \frac{2}{3}(M_{ei} + M_{ee})(I_2 + I_3) = LI_1 + M(I_2 + I_3) \end{aligned} \quad (4.1.2.12)$$

Eseguendo gli stessi calcoli anche per i flussi concatenati rispettivamente con il conduttore 2 e con il conduttore 3 si può ricavare infine la seguente matrice:

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (4.1.2.13)$$

da cui si identifica la matrice delle induttanze con valori L di autoinduttanza e valori M di mutua induttanza fuori dalla diagonale tutti uguali.

4.1.3 Modello per la rappresentazione della linea T.349

Esaminando i dati definiti nel paragrafo 4.1.1, si può ora realizzare il modello della linea presa in esame attraverso il programma di simulazione *DIGSILENT PowerFactory*.

Considerando quindi le argomentazioni trattate nel capitolo 2 e messe in pratica nel capitolo 3, si parte anche in questo caso dalla definizione e la creazione dei conduttori, le cui relative tipologie sono impostate secondo i seguenti dati richiesti:

Conduttori di Fase:

- Conduttori A CORDA DI ALLUMINIO-ACCIAIO (3str54):

- $U_N = 380 \text{ kV}$
- $I_N = 2310 \text{ A}$
- Fascio binato (distanza tra sub-conduttori: 40 cm)

caratteristiche principali sub-conduttore:

- $r_{20\%} = 0.05564 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $GMR = 12.83 \text{ mm}$
- $d_{out} = 31,5 \text{ mm}$
- $d_{in} = 10.5 \text{ mm}$
- $t_{max} = 80^\circ\text{C}$
- $\alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$

➤ Conduttori ANACONDA:

- $U_N = 380 \text{ kV}$
- $I_N = 2310 \text{ A}$
- $r_{20\%} = 0.05564 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $GMR = 11.25 \text{ mm}$
- $d_{out} = 50 \text{ mm}$
- $d_{in} = 25 \text{ mm}$
- $t_{max} = 80^\circ\text{C}$
- $\alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$

Funi di Guardia:

➤ Fune di guardia OPGW DA 19 mm (2str26):

- $r_{20\%} = 0.3 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $GMR = 3.6 \text{ mm}$
- $d = 19 \text{ mm}$
- $t_{max} = 80^\circ\text{C}$
- $\alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$

➤ Fune di guardia OPGW DA 11.5 mm (6+1):

- $r_{20\%} = 0.63 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $GMR = 4.17 \text{ mm}$
- $d = 11,5 \text{ mm}$
- $t_{max} = 80^\circ\text{C}$
- $\alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$

➤ Fune di guardia A CORDA DI ACCIAIO (corda 19):

- $r_{20\%} = 1.7 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $GMR = 4.73 \text{ mm}$
- $d = 12,5 \text{ mm}$
- $t_{max} = 80^\circ\text{C}$

$$- \alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$$

Una volta definiti i conduttori si passa alla realizzazione dei “Tower Type”, seguendo la procedura già descritta nel paragrafo 2.1.1.

A differenza di quanto fatto nel capitolo 3 con le linee campione, in questo caso non è possibile effettuare la trasposizione direttamente con il simulatore, perché questo la eseguirebbe ruotando tutte e tre le fasi e non solo due per ogni tratto, come avviene nella linea presa in esame.

Si è quindi operata una trasposizione manuale, creando le varie tipologie di struttura geometrica che andranno a formare i vari tratti della linea, caratterizzati da diversi fattori, quali:

- Differenza tra la disposizione a triangolo e le disposizioni in piano.
- Adeguata collocazione delle fasi nei tratti a disposizione piana, per eseguire in modo corretto la trasposizione di due fasi lungo la linea.
- Scelta delle tipologie di conduttori di fase e delle funi di guardia da impiegare lungo la linea.

Tenendo conto di tutti questi fattori la linea è stata suddivisa in 7 sezioni e per ognuna è stato creato un “Tower Type” con le specifiche richieste.

Ogni elemento, comprese le tipologie di conduttore, è stato inserito in una libreria creata appositamente nel progetto, che viene rappresentata in figura 4.9 mostrando come appare all’interno del Data Manager.

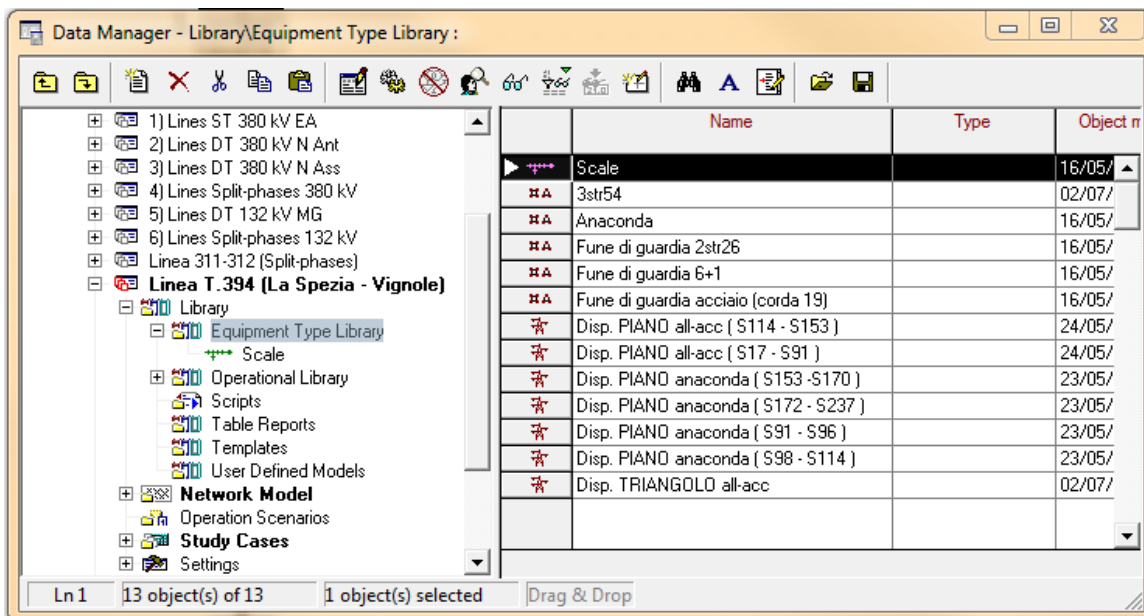


Figura 4.9 Libreria contenente le Tower Type della linea progettata

A questo punto è quindi possibile creare il modello elettrico nella finestra di lavoro ed assegnare ad ogni elemento o tratto di linea, il relativo “Type”, creato o scelto dalle librerie del programma, ricavando lo schema in figura 4.10.

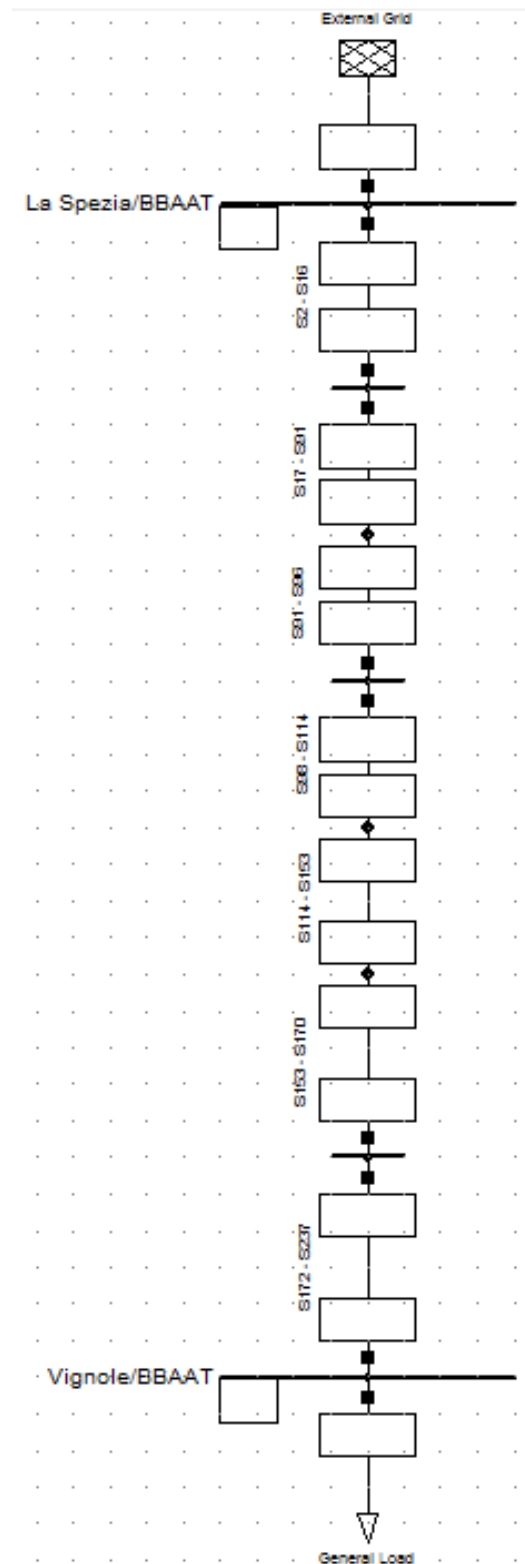


Figura 4.10 Modello elettrico che rappresenta la linea T.349

Come si può vedere nella figura precedente, ai capi della rete sono posti un external grid a monte e un carico equilibrato a valle. Tali elementi sono collegati alla linea per creare il circuito elettrico che permette di simulare il comportamento della linea in condizioni di funzionamento a regime. Questi elementi sono caratterizzati dalle seguenti specifiche:

- External Grid: Composto da un tripolo che simula la linea elettrica in condizioni di simmetria.
Tale modello è dato dalla terna simmetrica e diretta di generatori di tensione (tensione nominale 380 kV).
- Carico equilibrato: Composto da un tripolo che assorbe una potenza attiva pari a 633 MW e una potenza reattiva pari a 208 MVar (dati forniti da Terna S.p.A.).

In questo modo gli unici squilibri di corrente, che appariranno analizzando i risultati delle simulazioni, saranno sicuramente causati dalla linea.

Per ottenere un'analisi più ampia sulla linea esaminata e sul principio di trasposizione utilizzato si è poi deciso di realizzare altri due modelli elettrici del tutto teorici che si differenziano dall'originale per i seguenti motivi:

- i. Nella prima configurazione si è deciso di applicare la classica trasposizione, ruotando tutti e tre le fasi ciclicamente nelle tre sezioni a struttura geometrica piana, mantenendo invariate tutte le altre caratteristiche elettriche e geometriche della linea T.349.
- ii. Nella seconda configurazione si è invece deciso di eliminare la trasposizione mantenendo la stessa posizione dei conduttori per tutto il tratto a struttura piana della linea. Anche in questo caso tutte le altre specifiche restano le medesime.

Tali modelli, che si presentano con lo stesso circuito elettrico visto in figura 4.10, saranno studiati nel prossimo paragrafo insieme a quello della linea originale, analizzando il metodo della trasposizione, evidenziandone vantaggi e svantaggi in diverse modalità di applicazione.

4.1.4 Analisi delle correnti e tensioni di linea e relativi squilibri

Come già avvenuto nelle configurazioni campione analizzate nel capitolo 3, verrà eseguita la simulazione di Load Flow delle linee descritte nei paragrafi precedenti e da queste saranno determinate le componenti alle sequenze delle correnti, con cui si calcoleranno i rispettivi squilibri utilizzando la (3.1.1). Inoltre saranno studiate le matrici delle induttanze per confrontare i vari modelli di trasposizione e i relativi errori calcolati attraverso la (4.1.2.1).

Partendo proprio da quest'ultima analisi, si può vedere la differenza tra le linee realizzate con trasposizione, analizzando la tabella 4.1 in cui vengono riassunte le principali mutue induttanze e gli errori di trasposizione:

Tabella 4.1 Mutue induttanze e errore di trasposizione delle configurazioni studiate

Tratto di linea	M_{48} [mH/km]	M_{80} [mH/km]	M_{40} [mH/km]	$\Delta e\%$ [%]
2-237 (esistente)	0.632	0.635	0.644	1.884
2-237 (Trasp. 3fasi)	0.631	0.633	0.641	1.575
SPE-VIG (esistente)	0.628	0.635	0.644	2.517
SPE-VIG (Trasp. 3fasi)	0.628	0.632	0.642	2.208

Osservando i risultati riguardanti la linea esistente (trasposizione di 2 fasi), si vede che globalmente si ha un errore di trasposizione molto basso (2.517 %) e che se si considerano solo i tratti con geometria piana in cui avviene la trasposizione, escludendo quindi il primo tratto con disposizione delle fasi a triangolo, l'errore $\Delta e\%$ diminuisce ancor di più sino al 1.884 %.

Come ci si aspetta a livello teorico, confrontando questi valori con quelli ottenuti dalle simulazioni fatte sulla linea con trasposizione classica (di tutte e tre le fasi), si ha sia per il tratto a geometria piana, sia per la linea complessiva, una diminuzione dell'errore $\Delta e\%$ (valori evidenziati in verde).

Per quanto riguarda invece l'analisi degli squilibri delle correnti, si può definire un altro fattore di squilibrio simile al (3.3.1) ma riferito alla componente omopolare:

$$\frac{I_0}{I_1} \cdot 100 \quad [\%] \quad (4.1.4.1)$$

dove:

- I_0 : Modulo della componente omopolare (o zero) alle sequenze della corrente.

Calcolando quindi tali fattori di squilibrio, considerando le componenti alle sequenze delle correnti in ingresso alla linea (dato che in uscita il carico bilanciato simmetrizza le correnti stesse), si ottengono per le tre linee studiate i valori definiti in tabella 4.2.

Tabella 4.2 Fattori di squilibrio nelle diverse linee

Tipo di linea	I_2/I_1 [%]	I_0/I_1 [%]
SPE-VIG (Trasp. 2fasi)	0.109	0.018
SPE-VIG (Trasp. 3fasi)	0.062	0.009
SPE-VIG (No Trasp.)	1.307	0.116

Attraverso i dati raccolti si stabilisce che in generale la trasposizione permette di avere una maggiore simmetria della linea attenuando gli squilibri.

Più nello specifico si può determinare che in strutture come la tratta di linea Vignole-La Spezia, permettono di applicare una trasposizione incompleta, con la rotazione ciclica di due sole fasi, ottenendo comunque una buona simmetrizzazione della linea.

Questo tipo di applicazione può portare a dei vantaggi come ad esempio l'avere meno incroci tra le fasi, che costituiscono quasi sempre, un maggior impegno ed una minore sicurezza nell'esercizio della linea.

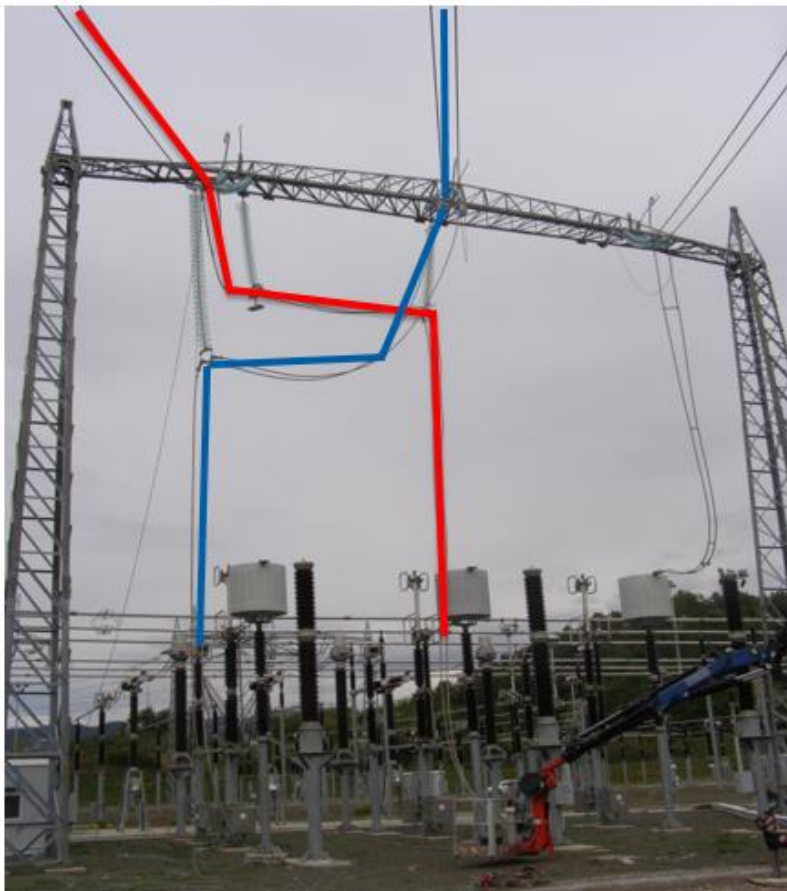


Figura 4.11 Situazione attuale della stazione di La Spezia

4.2 Analisi delle linea aerea a 380 kV Trino-Lacchiarella

In questo paragrafo si va ad analizzare una seconda linea elettrica esistente, che percorre la tratta che si estende dalla stazione elettrica di Lacchiarella alla stazione elettrica di Trino e che fa anch'essa parte della Rete di Trasmissione Nazionale a 380 kV e che, come la precedente, è proprietà di Terna S.p.A.

La principale differenza rispetto alla linea T.349 è data dal fatto che questa è composta da una doppia terna le cui linee sono denominate dalle sigle T.311 e T.312. Questa caratteristica permetterà, dopo una prima analisi, di modificare la struttura geometrica della linea per sperimentare a livello teorico l'innovativa configurazione Split-Phases conseguendo il confronto pratico con una linea reale.

4.2.1 Descrizione delle linee T.311 e T.312

Come già accennato, le linee T.311 e T.312 vanno a formare un elettrodotto in doppia terna a 380kV, la cui lunghezza complessiva è di circa 94 km e che si estende dal Piemonte, arrivando fino alla Lombardia.

La linee sono formate da 263 sostegni, che si suddividono rispettivamente in:

- a) 168 tubolari monostelo
- b) 89 tralicci
- c) 6 sostegni di nuova generazione: Dutton-Rosental

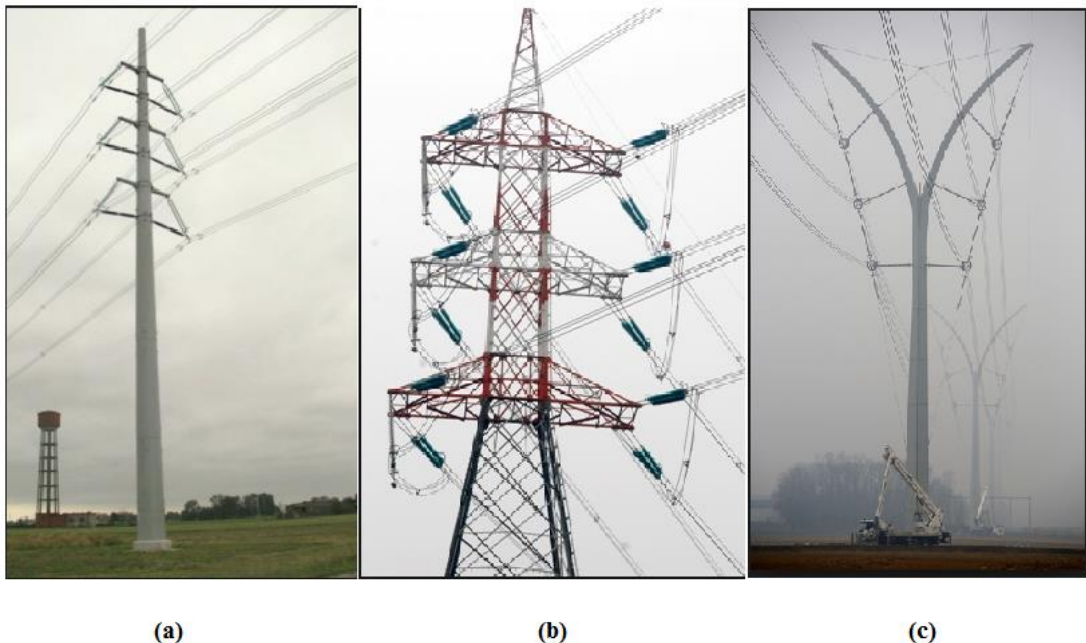
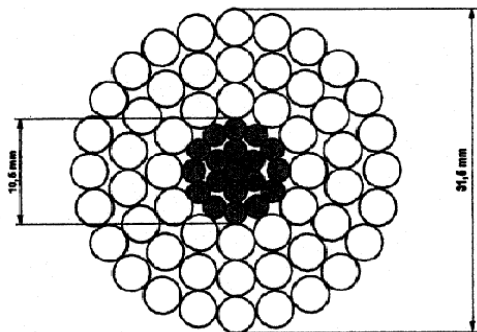
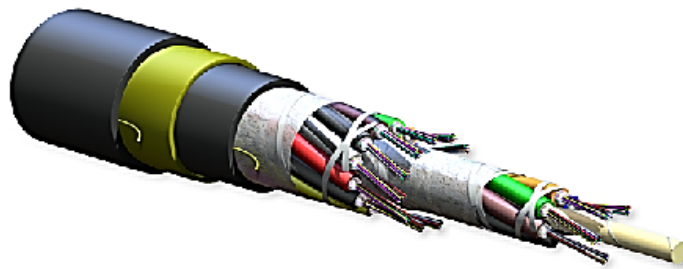


Figura 4.12 Tipologie di sostegni impiegati nelle linee T.311 e T.312

Conduttori di fase: a Corda alluminio-acciaio (31.5mm)

FORMAZIONE	Alluminio	54 x 3,50
	Acciaio	19 x 2,10
SEZIONI TEORICHE (mm ²)	Alluminio	519,5
	Acciaio	65,80
	Totale	585,30
TIPO DI ZINCATURA DELL'ACCIAIO	Normale	
MASSA TEORICA (Kg/m)	1,953	
RESISTENZA ELETTR. TEORICA A 20°C (ohm/km)	0,05564	
CARICO DI ROTTURA (daN)	16852	
MODULO ELASTICO FINALE (N/mm ²)	68000	
COEFFICIENTE DI DILATAZIONE (1/°C)	19,4 x 10 ⁻⁶	

Figura 4.14 Caratteristiche conduttori di fase linee T.311 e T.312

Funi di guardia: - OPGW (17.9 mm)

DIAMETRO ESTERNO		(mm)	17,9	
FORMAZIONE	1° STRATO	(n° x mm)	17 x 2,2 Acciaio a zincatura maggiorata	
	2° STRATO	(n° x mm)	20 x 2,3 Lega di Al	
TUBETTO IN ALLUMINIO	MATERIALE	Nastro di Al saldato longitudinalmente		
	DIAMETRO ESTERNO	(mm)	8,9	
	SPESSORE	(mm)	0,7	
NUCLEO CENTRALE SCANALATO	DIAMETRO ESTERNO	(mm)	7,3	
	NUMERO DI CAVE	(N)	3	
SEZIONE TOTALE		(mm ²)	125(Al + Lega di Al) + 57(Acciaio)	
MASSA TEORICA UNITARIA (compreso grasso)		(kg / m)	0,82	
RESISTENZA ELETTRICA A 20° C		(Ω / km)	0,26	
CARICO DI ROTTURA		(daN)	10800	
MODULO DI ELASTICITA' (Riferito alla sezione metallica totale)		(daN / mm ²)	8800	
COEFF. DI DIL. TERMICA		(1 / °C)	18,4 x 10 ⁻⁶	
MAX CORRENTE DI C.T.O C. DURATA 0,5 sec		(kA)	20	
FIBRE OTTICHE SMR (Single mode reduced)	NUMERO		(n°)	24
	ATTENUAZIONE	a 1310 nm	(dB / km)	≤ 0,43
		a 1550 nm	(dB / km)	≤ 0,26
	DISPERSIONE CROMATICA	a 1310 nm	((ps / (nm x km))	≤ 3,5
		a 1550 nm	((ps / (nm x km))	≤ 20

Figura 4.15 Caratteristiche fune di guardia delle linee T.311 e T.312

A differenza della linea T.349, questa non presenta alcuna trasposizione delle fasi, ma sarà comunque inserita e studiata nel proseguo della trattazione attraverso le simulazioni, per definire come si modificano gli accoppiamenti elettromagnetici e di conseguenza gli squilibri delle correnti.

4.2.2 Modello per la rappresentazione delle linee 311 e 312

Seguendo l'iter già illustrato per le progettazioni precedenti, anche in questo caso la costruzione del modello in *DIGSILENT* partirà dalla definizione e creazione delle "Type" riferite ai conduttori.

In base alle specifiche illustrate nel paragrafo precedente si avrà quindi:

Conduttori di Fase:

➤ Conduttori A CORDA DI ALLUMINIO-ACCIAIO (3str54):

- $U_N = 380 \text{ kV}$
- $I_N = 2310 \text{ A}$
- Fascio trinato (distanza tra sub-conduttori: 40 cm)

caratteristiche principali sub-conduttore:

- $r_{20\%} = 0.05462 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $GMR = 12.83 \text{ mm}$
- $d_{out} = 31,5 \text{ mm}$
- $d_{in} = 10.5 \text{ mm}$
- $t_{max} = 80^\circ\text{C}$
- $\alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$

Funi di Guardia:

➤ Fune di guardia OPGW DA 19 mm (Corda 37):

- $r_{20\%} = 0.26 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $GMR = 6.87 \text{ mm}$
- $d = 17.9 \text{ mm}$
- $t_{max} = 80^\circ\text{C}$
- $\alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$

Considerando che le due linee mantengono le stesse tipologie di conduttori lungo tutto il loro percorso, la progettazione del modello elettrico risulta molto semplice, dato che è sufficiente disegnare un unico tratto a cui verrà associato il rispettivo "Tower Type".

Quest'ultimo sarà creato da zero seguendo la procedura definita nel paragrafo 2.1.1, impostando un solo "Earth Wires" e due "Line Circuits" che vanno a rappresentare rispettivamente le linee T.311 e T.312.

Una volta associate le tipologie di conduttori realizzati precedentemente basterà impostare le distanze geometriche fra essi nell'apposita finestra che apparirà infine come in figura 4.16.

Queste verranno prese in causa singolarmente durante la fase di simulazione, in modo da studiarne gli effetti evitando che ognuna sia influenzata dalle altre che a turno saranno deselezionate.

Il modello elettrico complessivo costruito all'interno del programma *DIGSILENT*, apparirà infine come illustrato in figura 4.17.

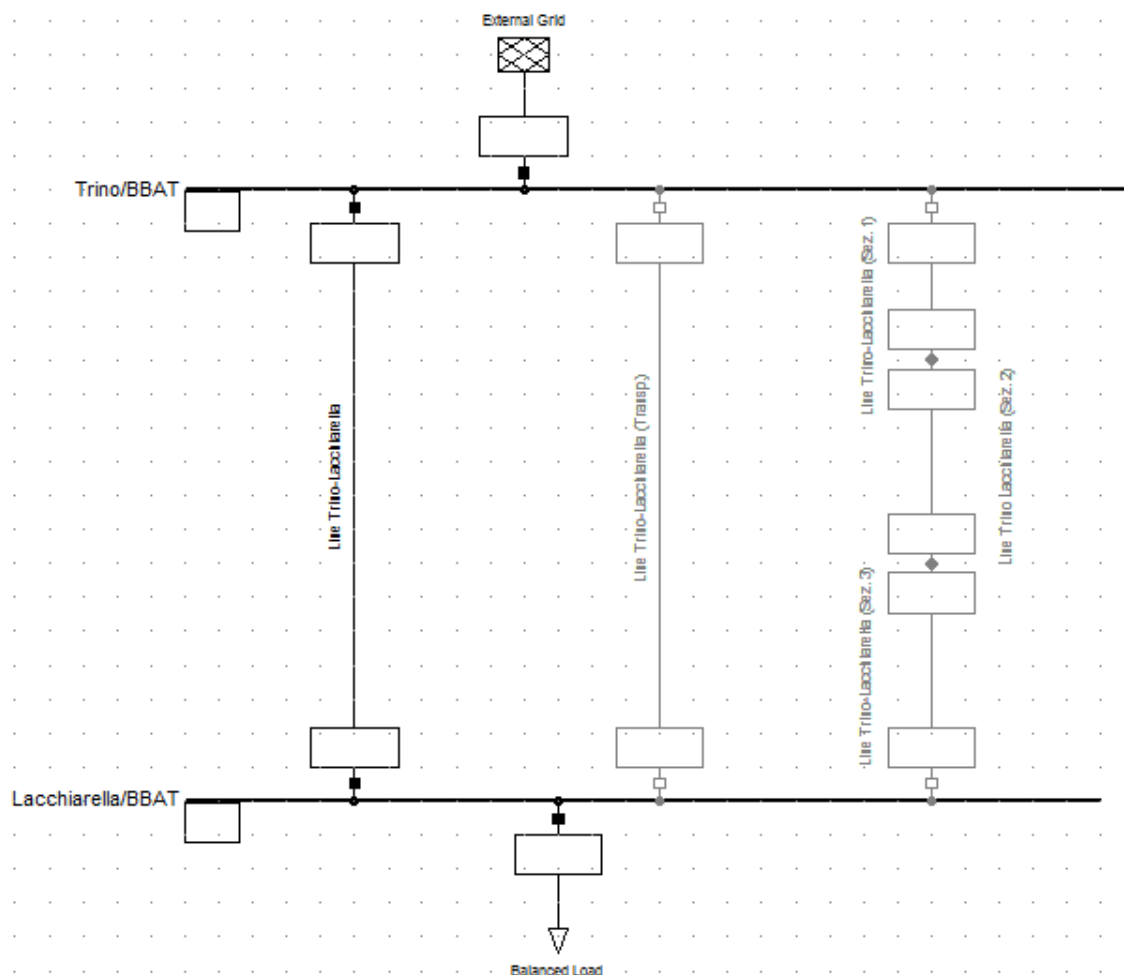


Figura 4.17 Modello delle linee T.311 e T.312, originale e con trasposizione delle fasi

Anche in questo caso gli elementi collegati a monte e a valle della linea sono definiti e incorporati per realizzare il circuito elettrico che permette di simulare il comportamento della linea in condizioni di funzionamento a regime.

Come per la linea T.349, la scelta di tali elementi è basata sulla loro simmetria e sul loro equilibrio, in maniera tale da non influenzare il sistema con squilibri che invece potranno essere prodotti solo dalle linee in esame.

In particolare, il carico collegato alle rispettive linee, è caratterizzato da specifiche, basate sull'assorbimento di correnti pari a 437,3 A (che corrisponde al valore medio di corrente registrato nel 2014 da Terna S.p.A.). Tutte le linee rispettano comunque la lunghezza reale pari a 94 km.

4.2.3 Analisi delle correnti e tensioni di linea e relativi squilibri

Anche in questo caso le simulazioni di Load Flow eseguite nei diversi sistemi della linea costruita, sono servite a individuare una serie di dati riguardanti:

- Le matrici dei parametri che compongono l'impedenza longitudinale delle linee in esame (resistenze e induttanze).
- Le componenti alle sequenze delle correnti in ingresso e uscita delle linee per poter calcolare di conseguenza i rispettivi fattori di squilibrio sia rispetto alla componente inversa che alla componente omopolare.

Tutti questi dati sono stati riportati nella trattazione attraverso le tabelle inserite all'interno dell'Appendice A.

Andando ad analizzare le matrici delle induttanze, si nota la grande differenza che si ha fra i tre sistemi studiati:

- Nella linea costruita in modo da replicare il funzionamento normale della tratta Trino-Lacchiarella, si notano valori di auto e mutua molto diversi tra loro, che indicano quindi la presenza di un certo squilibrio all'interno della linea stessa.
- Nella seconda linea in cui si applica la trasposizione autonoma, si vede che il programma è in grado di eliminare ogni squilibrio mantenendo la linea simmetrica, con valori di auto pari a 1.533 mH/km e di mutua pari a 0.636 mH/km .
- Nelle terza linea in cui la trasposizione avviene manualmente, dopo aver calcolato la matrice della linea complessiva sommando le matrici ricavate dalle simulazioni e rappresentanti le tre sezioni, si può notare come i valori di auto e anche di mutue siano molto più simili fra loro, determinando una linea più simmetrica rispetto all'originale.

Alle stesse conclusioni, si può arrivare osservando i dati raccolti e calcolati riguardanti le correnti di linea.

Come già fatto per le linee campione, considerando il carico equilibrato, è conveniente attuare l'analisi degli squilibri prendendo in considerazione le correnti in ingresso alle linee. Si nota in questo modo che la linea normale presenta un fattore di squilibrio inverso non trascurabile (1.773 %) mentre nell'applicare manualmente la trasposizione, tale valore scende fino allo 0.025 %, rendendo la linea molto più simmetrica. Nel caso della trasposizione imposta dal programma invece, come già visto anche in precedenza, si ha il totale abbattimento degli squilibri che portano ad avere una linea perfettamente simmetrica.

Queste differenze si possono notare in modo più evidente osservando i rispettivi diagrammi fasoriali che rappresentano, in figura 4.18, le correnti di fase in ingresso alle diverse linee esaminate:

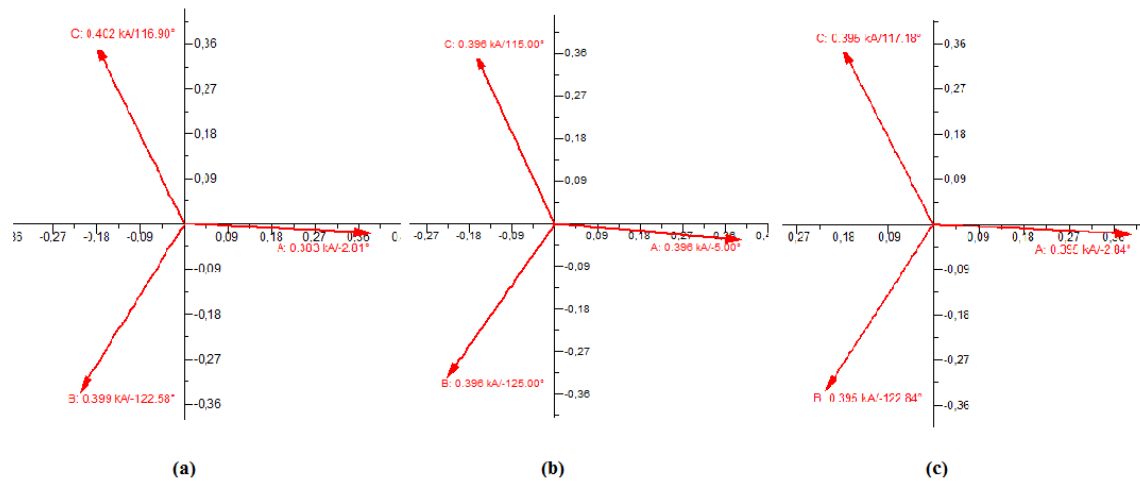


Figura 4.18 Correnti di fase in ingresso delle linee: normale (a), Trasposta da I programma(b), trasposta manualmente (c)

Per quanto invece riguarda gli squilibri legati alla componente omopolare, questi sono abbastanza rilevanti nella linea normale con un valore del fattore di squilibrio pari al 1.241 %, mentre vengono completamente eliminati anche applicando la trasposizione manuale (oltre che a quella automatica).

4.3 Sostituzione ipotetica del modello Split-Phases nella linea aerea Trino-Lacchiarella

A questo punto della trattazione, si va a studiare in modo dettagliato il comportamento a regime delle linee elettriche di trasmissione basate sulla configurazione testa-palo innovativa denominata Split-Phases.

Considerando quanto già detto nell'introduzione riguardo i vantaggi che questa nuova configurazione geometrica porta in termini di riduzione dell'esposizione ai campi magnetici, attraverso questo studio si può anche definire quali benefici o problemi possono essere determinati dal suo comportamento elettrico nel funzionamento a regime. A tale scopo, si prende in esame il sistema elettrico a doppia terna composto dalle linee T.311 e T.312 analizzate precedentemente e mantenendo le stesse caratteristiche, si va a modificare la posa dei conduttori, sfruttando le geometrie definite da tale struttura di testa-palo. Questo permetterà di adempiere allo scopo di questa trattazione, confrontando direttamente il comportamento di una linea elettrica di trasmissione reale, con il comportamento tenuto dalla stessa linea sostituendo i sostegni esistenti con altri ideati con la nuova geometria di testa-palo.

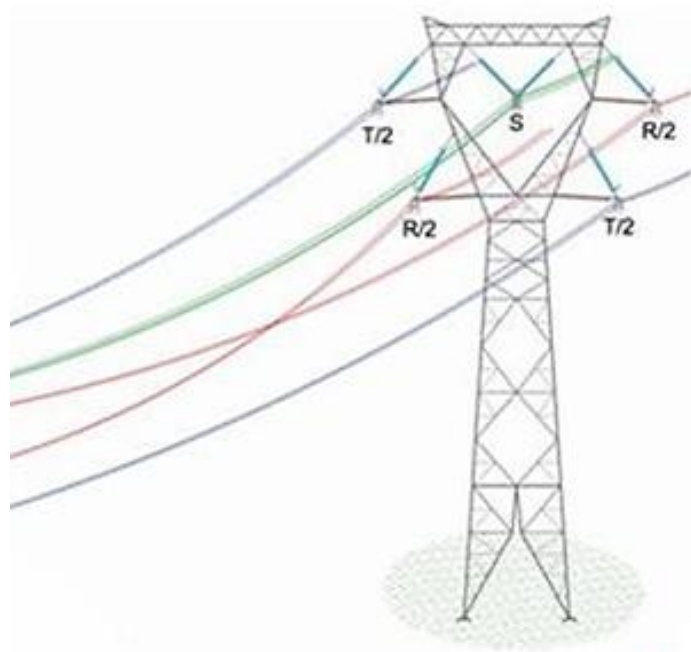


Figura 4.19 Rappresentazione della geometria testa-palo Split-Phases

4.3.1 Modello per la rappresentazione della nuova linea

Realizzare il modello relativo alle linee T.311 e T.312 con geometria di testa-palo Split-Phases sarà molto semplice in quanto basterà partire dal modello della linea originale e modificarne le coordinate geometriche della posa dei conduttori.

Restando dunque invariati i conduttori e le relative caratteristiche, sarà possibile utilizzare le “Type” create per le linee originali, le cui specifiche sono state definite nel paragrafo 4.2.2.

Per quanto invece riguarda la finestra “Tower Type” che determina le componenti della linea i seguenti dati rimarranno gli stessi:

- f_N : 50 Hz
- σ (Conducibilità del terreno): 100 $\mu S/cm$
- n° funi di guardia: 2
- n° circuiti trifase: 2

mentre nella finestra riguardante la struttura geometrica, sarà necessario modificare le distanze adattandole alla nuova configurazione come si vede in figura 4.20.

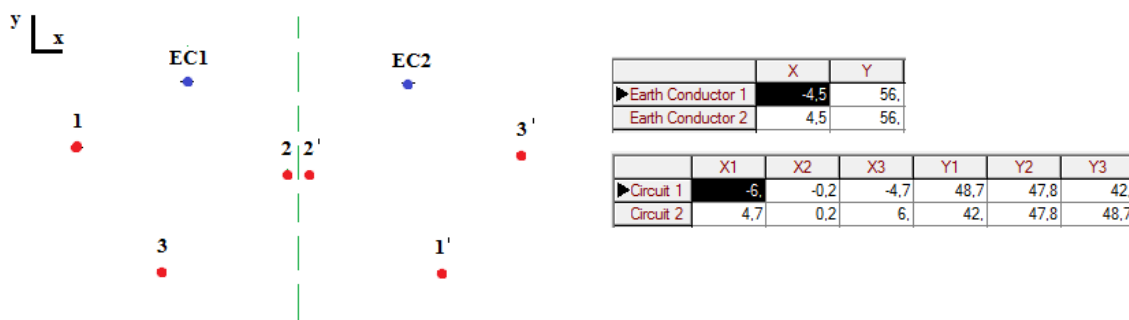


Figura 4.20 Caratteristiche geometriche misurate in [m] delle linee T.311 e T.312 con testa-palo Split-Phases

Si manterranno anche gli altri elementi del modello elettrico, già visti e realizzati nella configurazione originale delle linee, comprese l'external grid e il carico bilanciato, con le stesse specifiche. In più verranno anche in questo caso create le linee alternative che studiano la trasposizione delle fasi per vederne gli effetti, applicandola alle linee con Split-Phases e confrontandoli con gli effetti già visti e studiati nelle configurazioni originali delle linee. .

Per quanto riguarda la trasposizione manuale dovranno essere modificate anche le coordinate geometriche delle tre sezioni in cui sono suddivise le linee in modo da ottenere la rotazione ciclica delle fasi mantenendo la nuova geometria di testa-palo realizzata.

Questa saranno quindi impostate come viene illustrato in figura 4.21.

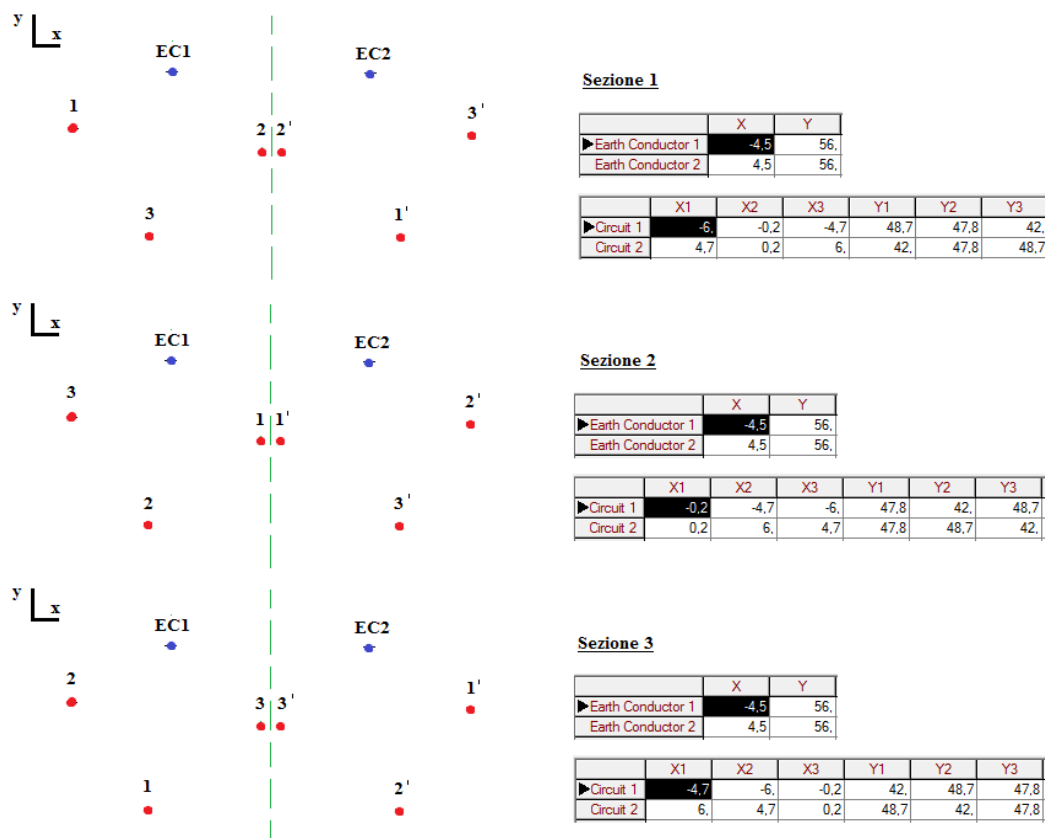


Figura 4.21 Disposizione delle fasi e relative coordinate in [m] delle sezioni che costituiscono la trasposizione manuale

Il modello elettrico complessivo non cambia per tanto la sua conformazione, che sarà la stessa che è già stata rappresentata in figura 4.17.

Si considerano infine anche gli stessi dati riguardanti la lunghezza delle linee e le correnti assorbite dal carico, già definite per la simulazione del modello delle linee originali, partendo dai seguenti valori reali:

- Lunghezza linee: 94km
- Corrente trasmessa: 437.7 A

4.3.2 Analisi delle correnti e tensioni di linea e relativi squilibri

Per l'analisi delle linee strutturate con la geometria Split-Phases si è seguito un procedimento analogo a quello visto nello studio delle linee originali, in cui si sono determinati i dati riguardanti le matrici delle resistenze e delle induttanze nei diversi sistemi di trasposizione creati e le relative componenti alle sequenze delle correnti. Anche in questo caso si sono realizzate delle tabelle riassuntive, riportate nell'Appendice B, che illustrano tutti questi dati, conseguiti con le simulazioni Load Flow delle linee progettate con i vari sistemi decritti nel paragrafo precedente.

Per quanto riguarda le matrici delle induttanze, si è notato un comportamento simile a quello già illustrato nelle linee originali con: la totale simmetrizzazione della linea con trasposizione imposta dal programma, valori di auto e mutue molto diversi tra loro nella linea senza trasposizione e un risultato intermedio per quanto riguarda la linea con trasposizione manuale.

L'unica differenza sostanziale viene sottolineata nei valori numerici che risultano complessivamente più bassi rispetto a quelli della doppia terna antisimmetrica che costituisce la linea originale.

Per quanto invece riguarda le correnti e i rispettivi squilibri, calcolati e riportati sempre nelle tabelle dell'Appendice B, si rilevano dei comportamenti da parte dei sistemi studiati che seguono in maniera abbastanza fedele quanto già visto nelle linee campione con struttura Split-Phases, esaminate nel capitolo 3.

Mettendo a confronto i fattori di squilibrio calcolati considerando le correnti all'ingresso delle linee senza trasposizione e con trasposizione manuale, si può definire la tabella 4.3.

Tabella 4.3 Fattori di squilibrio nei sistemi costruiti per la struttura geometrica Split-Phases

Tipo di linea	I_2/I_1 [%]	I_0/I_1 [%]
Struttura Split-Phases senza trasposizione	7.043	2.772
Struttura Split-Phases con trasp. manuale	0.075	0.025

Come si vede in tabella gli squilibri dati dalla linea senza trasposizione sono molto elevati, sia a livello generale, sia a confronto con quelli ottenuti nelle linee T.311 e

T.312 con struttura geometrica originale. Anche utilizzando questa nuova geometria però, si conclude che tali squilibri possono essere abbattuti in modo soddisfacente, utilizzando il metodo della trasposizione.

Anche in questo caso, sono illustrati attraverso la figura 4.22 i diagrammi fasoriali delle correnti all'ingresso delle linee, in modo da evidenziare la differenza di simmetria fra i tre sistemi analizzati con geometria Split-Phases e anche come mezzo di confronto con le linee originali.

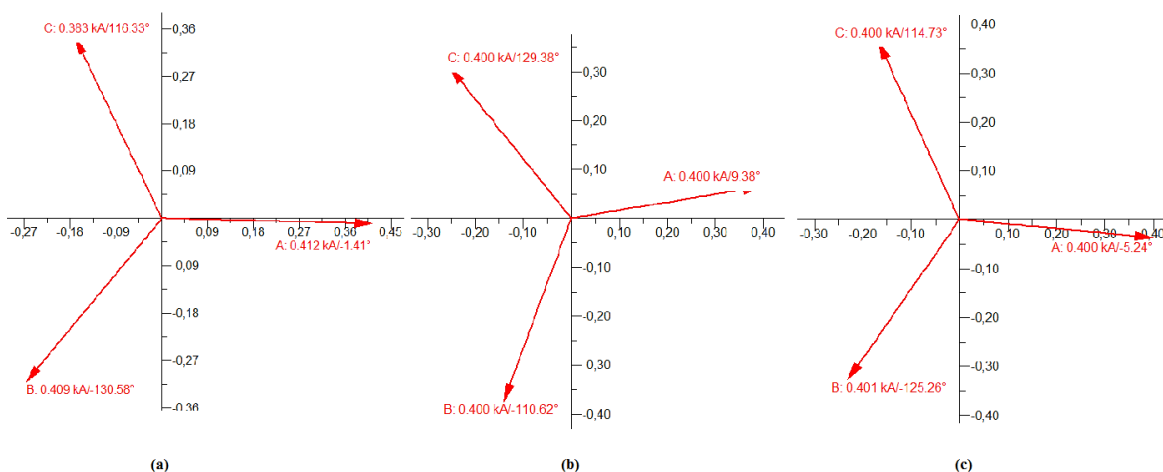


Figura 4.22 Correnti di fase in ingresso delle linee: normale (a), Trasposta da l programma(b), trasposta manualmente (c), con geometria Split-Phases

4.4 Confronto fra struttura geometrica originale e Split-phases

Per concludere, si vuole fare un confronto più ampio e dettagliato tra:

- Linee T.311 e T.312 con doppia terna antisimmetrica a 380 kV, che definiscono la tratta Trino-Lacchiarella (paragrafo 4.2);
- Linee T.311 e T.312 realizzate in maniera teorica con la nuova struttura geometrica Split-Phases a 380 kV (paragrafo 4.3).

Un primo confronto è già stato fatto nei paragrafi precedenti, considerando le specifiche della linea esistente, come la lunghezza e le correnti circolanti in essa. Basandosi su queste due specifiche, si vuole ora estendere il confronto, attraverso la simulazione delle due linee, comparate utilizzando diversi valori, quali:

➤ Lunghezza linee: 200,300,400 e 500 km

➤ Corrente trasmessa: 500, 1000 e 1500 A

Anche in questa fase di progettazione i dati raccolti dalle varie simulazioni, rappresentati ancora una volta dalle componenti alle sequenze delle correnti in

ingresso e uscita dalle linee, sono stati inseriti nelle tabelle riassuntive collocate all'interno dell'Appendice C.

Se si compara tali valori, considerando inizialmente le linee realizzate senza trasposizione, si osserva che crescono gli squilibri di corrente se:

- a) Si aumentano le lunghezze delle linee (come previsto e già dimostrato più volte durante la trattazione)
- b) Diminuisce il valore di corrente trasmessa (notando che, per entrambe le geometrie, le componenti inverse e omopolari rimangono sempre le stesse, varia solo la componente diretta).

Le linee sottoposte alla trasposizione applicata dal programma, non influiscono particolarmente nello studio dei comportamenti perché si ottiene per ogni specifica imposta la perfetta simmetrizzazione della linea, non facilitando in tal caso il confronto ricercato. Ci si affida quindi al sistema in cui viene applicata la trasposizione manuale (SS), grazie al quale si ottengono fattori di squilibrio che permettono un confronto più competente e la definizione di risultati importanti nel paragone tra le due geometrie.

Considerando le varie specifiche imposte di corrente e lunghezza, si osserva che i valori degli squilibri calcolati per quest'ultimo sistema seguono un comportamento analogo a quello descritto per il sistema senza trasposizione (NS) per entrambe le geometrie.

Si giudicano di conseguenza i casi peggiori, dati dalla lunghezza maggiore (500 km) e la corrente trasmessa inferiore (500 A), in modo da evidenziare il comportamento e le differenze principali tra le due strutture geometriche studiate.

Tabella 4.4 Fattori di squilibrio nelle due geometrie confrontate considerando le specifiche peggiori

Specifica imposta	Tipo di geometria		I_2/I_1 [%]	I_0/I_1 [%]
$L = 500 \text{ km}$	Doppia terna antisimmetrica	NS	4.854	3.668
		SS	0.539	0.429
	Doppia terna Split-Phases	NS	20.892	8.198
		SS	2.247	1.237
$I = 500 \text{ A}$	Doppia terna antisimmetrica	NS	1.543	1.079
		SS	0.022	0
	Doppia terna Split-Phases	NS	6.123	2.411
		SS	0.065	0.022

Osservando la tabella 4.4 si può affermare che nei sistemi NS di entrambe le geometrie gli squilibri non sono affatto trascurabili (innanzitutto considerando

l'aumento della lunghezza della linea), in particolare per quanto riguarda la linea con struttura geometrica Split-Phases in cui si raggiungono squilibri intorno al 20%.

Con l'introduzione della trasposizione, tali valori sono molto inferiori e rendono la linea molto più simmetrica, ad eccezione della specifica legata alla lunghezza massima della linea (500 km), che nella geometria Split-Phases mantiene degli squilibri troppo elevati e che di conseguenza non permettono il normale funzionamento.

In particolare la crescita degli squilibri, in relazione all'aumento della lunghezza della linea, con la nuova geometria studiata, può essere rappresentata tramite il seguente grafico:

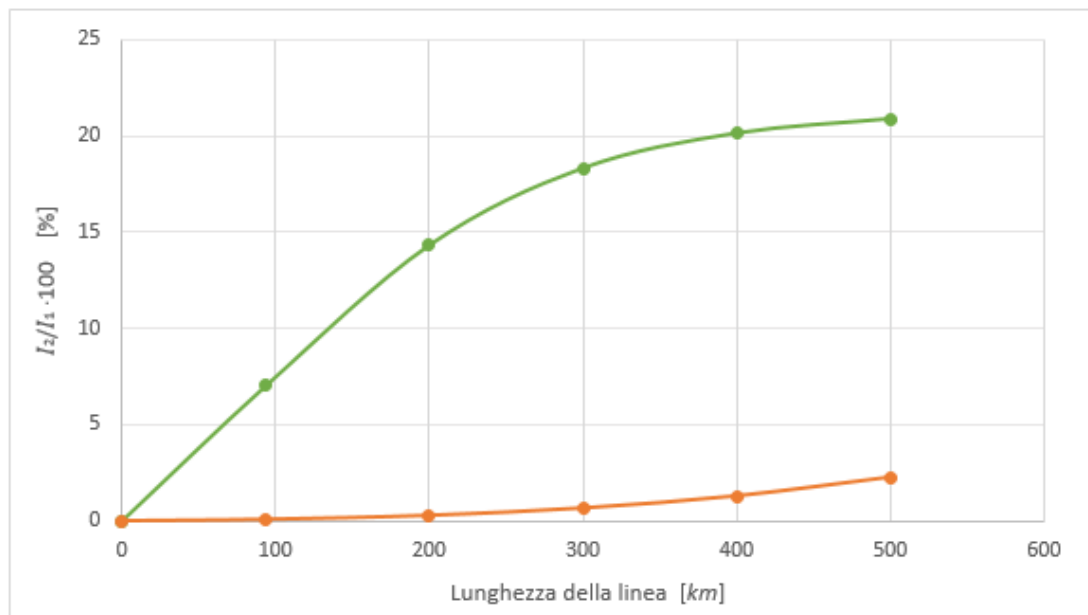


Figura 4.23 Andamenti del fattore di squilibrio inverso in funzione della lunghezza

Si nota che considerando il sistema **NS** (verde), gli squilibri sono già molto elevati a 100 km e che aumentando la lunghezza arrivano a valori improporzionabili. Con il sistema **SS** invece tali valori sono molto più bassi, ma rimangono sotto la soglia dell'1% soltanto fino a poco più di 300 km.

Si può concludere quindi affermando che questa nuova tipologia di testa palo, a livello di comportamento elettrico, presenta dei problemi di squilibrio molto più rilevanti rispetto alle geometrie esistenti. Tali difficoltà possono essere superate attraverso l'utilizzo della trasposizione che riduce visibilmente tali squilibri e permette il normale funzionamento della linea, anche se questo contributo può dare effetti positivi solo fino a certi limiti di lunghezza della linea che, per reti a 380 kV simili ai casi reali studiati, arriva pressoché a 300 km.

Conclusioni

Il lavoro svolto è incentrato su due punti fondamentali: il primo riguarda la costruzione di linee aeree di trasmissione dell'energia elettrica, basandosi sulla realizzazione di diverse geometrie di testa-palo, allo scopo di simularne il comportamento a regime attraverso il programma *DIgSILENT PowerFactory*, per testarne l'affidabilità e gli eventuali limiti; il secondo invece prevede l'analisi elettrica dell'innovativa struttura geometrica di testa-palo denominata *Split-Phases*, elaborata attraverso il software citato nel primo punto.

L'attività di progettazione si è quindi suddivisa in una prima fase di studio del programma, attraverso la realizzazione di alcune configurazioni di linea campione, per poi passare all'analisi su applicazioni reali e al confronto con le medesime linee elettriche implementate dalla struttura *Split-Phases*, in maniera tale da definirne il possibile comportamento elettrico.

Per ogni tipologia di linea studiata è stato creato prima di tutto il rispettivo modello elettrico nell'apposita interfaccia grafica del programma, da cui è stata poi svolta l'analisi dei flussi di potenza, tramite le simulazioni.

Dai risultati conseguiti da tali elaborazioni, si sono presi in esame: i parametri che definiscono le impedenze longitudinali (verificandone la veridicità attraverso il confronto dei medesimi dati calcolati con il software Matlab, con risultati soddisfacenti) e le componenti alle sequenze delle correnti di linea.

Considerando l'analisi di linee molto lunghe, si è anche studiato in modo particolare il metodo della trasposizione delle fasi per la riduzione degli squilibri, così da definire quanto il programma di calcolo utilizzato possa essere utile in questo ambito di studio.

Grazie all'analisi del caso reale della linea elettrica T.349 (che presenta un'applicazione anomala di trasposizione data dalla rotazione di due sole fasi), si è dedotto che la trasposizione impartita direttamente dal programma, non è particolarmente utile nell'analisi delle geometrie strutturali in quanto tende a simmetrizzare perfettamente la linea, eliminando ogni squilibrio e rendendo la simulazione poco realistica.

Avvalendosi di tutte le informazioni raccolte, si è infine studiato il funzionamento a regime della nuova struttura geometrica *Split-Phases*, sostituendola alle geometrie della tratta di linea Trino-Lacchiarella a 380 kV, in modo tale da verificare se le ottime qualità elettromagnetiche, definite nell'introduzione come dato di fatto, corrispondano effettivamente ad un opportuno comportamento elettrico.

Si è quindi stabilito che tale geometria innovativa comporti degli squilibri non trascurabili se utilizzata per linee a 380 kV molto lunghe e che anche con l'aiuto della trasposizione delle fasi, non si possa andare oltre un certo limite di lunghezza.

Possibili sviluppi futuri potrebbero essere volti ad analizzare gli effetti capacitivi e la propagazione delle onde che si instaurano nelle linee con lunghezze superiori agli 800 *km* e studiare gli effetti degli squilibri prodotti nelle linee con geometrie Split-Phases che considerino funzionamenti non a regime, in modo da rilevare l'influenza delle protezioni durante i transitori di guasto.

Appendice A

Dati raccolti dalle simulazioni delle linee T.311 e T.312 (Trino-Lacchiarella)

Matrice delle resistenze e matrice delle induttanze delle linee esistenti (senza trasposizione) e delle linee con trasposizione autonoma del programma:

RESISTENZE: [Ohm/km]

LINEA ESISTENTE		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,070325	0,049766	0,048269	0,048263	0,04976	0,051822
	2a	0,049766	0,066613	0,046935	0,046928	0,048107	0,04976
	3a	0,048269	0,046935	0,064506	0,046	0,046928	0,048263
Linea 312	1b	0,048263	0,046928	0,046	0,064506	0,046935	0,048269
	2b	0,04976	0,048107	0,046928	0,046935	0,066613	0,049766
	3b	0,051822	0,04976	0,048263	0,048269	0,049766	0,070325

INDUTTANZE: [H/km]

LINEA ESISTENTE		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,001482	0,000709	0,00058	0,000544	0,000595	0,000617
	2a	0,000709	0,001539	0,00073	0,000628	0,000647	0,000595
	3a	0,00058	0,00073	0,001577	0,000696	0,000628	0,000544
Linea 312	1b	0,000544	0,000628	0,000696	0,001577	0,00073	0,00058
	2b	0,000595	0,000647	0,000628	0,00073	0,001539	0,000709
	3b	0,000617	0,000595	0,000544	0,00058	0,000709	0,001482

RESISTENZE: [Ohm/km]

LINEA TRASPOSTA		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,067148	0,048385	0,048385	0,048385	0,048385	0,048385
	2a	0,048385	0,067148	0,048385	0,048385	0,048385	0,048385
	3a	0,048385	0,048385	0,067148	0,048385	0,048385	0,048385
Linea 312	1b	0,048385	0,048385	0,048385	0,067148	0,048385	0,048385
	2b	0,048385	0,048385	0,048385	0,048385	0,067148	0,048385
	3b	0,048385	0,048385	0,048385	0,048385	0,048385	0,067148

INDUTTANZE: [H/km]

LINEA TRASPOSTA		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,001533	0,000636	0,000636	0,000636	0,000636	0,000636
	2a	0,000636	0,001533	0,000636	0,000636	0,000636	0,000636
	3a	0,000636	0,000636	0,001533	0,000636	0,000636	0,000636
Linea 312	1b	0,000636	0,000636	0,000636	0,001533	0,000636	0,000636
	2b	0,000636	0,000636	0,000636	0,000636	0,001533	0,000636
	3b	0,000636	0,000636	0,000636	0,000636	0,000636	0,001533

Matrici delle resistenze delle tre sezioni che realizzano la trasposizione nella linea e matrice delle resistenze totale:

SEZIONE 1		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,07032547	0,04976627	0,04826899	0,04826318	0,04976042	0,05182167
	2a	0,04976627	0,06661253	0,04693515	0,04692818	0,04810663	0,04976042
	3a	0,04826899	0,04693515	0,0645059	0,04600004	0,04692818	0,04826318
Linea 312	1b	0,04826318	0,04692818	0,04600004	0,0645059	0,04693515	0,04826899
	2b	0,04976042	0,04810663	0,04692818	0,04693515	0,06661253	0,04976627
	3b	0,05182167	0,04976042	0,04826318	0,04826899	0,04976627	0,07032547

SEZIONE 2		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,0645059	0,04826899	0,04693515	0,04826318	0,04600004	0,04692818
	2a	0,04826899	0,07032547	0,04976627	0,05182167	0,04826318	0,04976042
	3a	0,04693515	0,04976627	0,06661253	0,04976042	0,04692818	0,04810663
Linea 312	1b	0,04826318	0,05182167	0,04976042	0,07032547	0,04826899	0,04976627
	2b	0,04600004	0,04826318	0,04692818	0,04826899	0,0645059	0,04693515
	3b	0,04692818	0,04976042	0,04810663	0,04976627	0,04693515	0,06661253

SEZIONE 3		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,06661253	0,04693515	0,04976627	0,04810663	0,04976042	0,04692818
	2a	0,04693515	0,0645059	0,04826899	0,04692818	0,04826318	0,04600004
	3a	0,04976627	0,04826899	0,07032547	0,04976042	0,05182167	0,04826318
Linea 312	1b	0,04810663	0,04692818	0,04976042	0,06661253	0,04976627	0,04693515
	2b	0,04976042	0,04826318	0,05182167	0,04976627	0,07032547	0,04826899
	3b	0,04692818	0,04600004	0,04826318	0,04693515	0,04826899	0,0645059

LINEA CON SEZION		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,06714797	0,04832347	0,04832347	0,048211	0,04850696	0,04855934
	2a	0,04832347	0,06714797	0,04832347	0,04855934	0,048211	0,04850696
	3a	0,04832347	0,04832347	0,06714797	0,04850696	0,04855934	0,048211
Linea 312	1b	0,048211	0,04855934	0,04850696	0,06714797	0,04832347	0,04832347
	2b	0,04850696	0,048211	0,04855934	0,04832347	0,06714797	0,04832347
	3b	0,04855934	0,04850696	0,048211	0,04832347	0,04832347	0,06714797

Matrici delle induttanze delle tre sezioni che realizzano la trasposizione nella linea e matrice delle induttanze totale:

SEZIONE 1		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,0014823	0,00070941	0,0005802	0,00054354	0,0005952	0,0006175
	2a	0,00070941	0,00153886	0,0007304	0,00062798	0,00064681	0,0005952
	3a	0,00058024	0,0007304	0,0015772	0,00069638	0,00062798	0,0005435
Linea 312	1b	0,00054354	0,00062798	0,0006964	0,00157721	0,0007304	0,0005802
	2b	0,0005952	0,00064681	0,000628	0,0007304	0,00153886	0,0007094
	3b	0,00061748	0,0005952	0,0005435	0,00058024	0,00070941	0,0014823

SEZIONE 2		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,00157721	0,00058024	0,0007304	0,00054354	0,00069638	0,000628
	2a	0,00058024	0,0014823	0,0007094	0,00061748	0,00054354	0,0005952
	3a	0,0007304	0,00070941	0,0015389	0,0005952	0,00062798	0,0006468
Linea 312	1b	0,00054354	0,00061748	0,0005952	0,0014823	0,00058024	0,0007094
	2b	0,00069638	0,00054354	0,000628	0,00058024	0,00157721	0,0007304
	3b	0,00062798	0,0005952	0,0006468	0,00070941	0,0007304	0,0015389

SEZIONE 3		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,00153886	0,0007304	0,0007094	0,00064681	0,0005952	0,000628
	2a	0,0007304	0,00157721	0,0005802	0,00062798	0,00054354	0,0006964
	3a	0,00070941	0,00058024	0,0014823	0,0005952	0,00061748	0,0005435
Linea 312	1b	0,00064681	0,00062798	0,0005952	0,00153886	0,00070941	0,0007304
	2b	0,0005952	0,00054354	0,0006175	0,00070941	0,0014823	0,0005802
	3b	0,00062798	0,00069638	0,0005435	0,0007304	0,00058024	0,0015772

LINEA CON SEZION		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,00153279	0,00067335	0,0006734	0,00057796	0,00062893	0,0006245
	2a	0,00067335	0,00153279	0,0006734	0,00062448	0,00057796	0,0006289
	3a	0,00067335	0,00067335	0,0015328	0,00062893	0,00062448	0,000578
Linea 312	1b	0,00057796	0,00062448	0,0006289	0,00153279	0,00067335	0,0006734
	2b	0,00062893	0,00057796	0,0006245	0,00067335	0,00153279	0,0006734
	3b	0,00062448	0,00062893	0,000578	0,00067335	0,00067335	0,0015328

Componenti alle sequenze delle correnti in ingresso e uscita delle linee e relativi fattori di squilibrio riferite alla linea esistente:

		LINEA ESISTENTE		LINEA TRASPOSTA		LINEA CON SEZIONI	
		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
I = 437,3 A	I0 =	0,0049	0	0	0	0	0
	I1 =	0,3949	0,4405	0,3958	0,441	0,3948	0,4405
	I2 =	0,007	0	0	0	0,0001	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	1,772600658	0	0	0	0,025329281	0
	I0/I1 =	1,240820461	0	0	0	0	0

Appendice B

Dati raccolti dalle simulazioni delle linee T.311 e T.312 con nuova geometria Split-Phases

Matrice delle resistenze e matrice delle induttanze delle linee con S-P (senza trasposizione) e delle linee con trasposizione autonoma del programma:

RESISTENZE: [Ohm/km]

LINEA ESISTENTE		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,066893	0,048119	0,04555	0,045178	0,048077	0,047282
	2a	0,048119	0,066861	0,045589	0,045575	0,048361	0,048077
	3a	0,04555	0,045589	0,061955	0,04333	0,045575	0,045178
Linea 312	1b	0,045178	0,045575	0,04333	0,061955	0,045589	0,04555
	2b	0,048077	0,048361	0,045575	0,045589	0,066861	0,048119
	3b	0,047282	0,048077	0,045178	0,04555	0,048119	0,066893

INDUTTANZE: [H/km]

LINEA ESISTENTE		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,00129	0,000522	0,000542	0,000421	0,000509	0,000387
	2a	0,000522	0,001284	0,000525	0,000518	0,001055	0,000509
	3a	0,000542	0,000525	0,001382	0,000522	0,000518	0,000421
Linea 312	1b	0,000421	0,000518	0,000522	0,001382	0,000525	0,000542
	2b	0,000509	0,001055	0,000518	0,000525	0,001284	0,000522
	3b	0,000387	0,000509	0,000421	0,000542	0,000522	0,00129

RESISTENZE: [Ohm/km]

LINEA TRASPOSTA		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,065236	0,046343	0,046343	0,046343	0,046343	0,046343
	2a	0,046343	0,065236	0,046343	0,046343	0,046343	0,046343
	3a	0,046343	0,046343	0,065236	0,046343	0,046343	0,046343
Linea 312	1b	0,046343	0,046343	0,046343	0,065236	0,046343	0,046343
	2b	0,046343	0,046343	0,046343	0,046343	0,065236	0,046343
	3b	0,046343	0,046343	0,046343	0,046343	0,046343	0,065236

INDUTTANZE: [H/km]

LINEA TRASPOSTA		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,001319	0,000536	0,000536	0,000536	0,000536	0,000536
	2a	0,000536	0,001319	0,000536	0,000536	0,000536	0,000536
	3a	0,000536	0,000536	0,001319	0,000536	0,000536	0,000536
Linea 312	1b	0,000536	0,000536	0,000536	0,001319	0,000536	0,000536
	2b	0,000536	0,000536	0,000536	0,000536	0,001319	0,000536
	3b	0,000536	0,000536	0,000536	0,000536	0,000536	0,001319

Matrici delle resistenze delle tre sezioni che realizzano la trasposizione nella linea e matrice delle resistenze totale:

SEZIONE 1		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,06689306	0,04811909	0,04555037	0,04517768	0,04807678	0,04728236
	2a	0,04811909	0,06686102	0,04558901	0,04557485	0,0483605	0,04807678
	3a	0,04555037	0,04558901	0,06195515	0,04332962	0,04557485	0,04517768
Linea 312	1b	0,04517768	0,04557485	0,04332962	0,06195515	0,04558901	0,04555037
	2b	0,04807678	0,0483605	0,04557485	0,04558901	0,06686102	0,04811909
	3b	0,04728236	0,04807678	0,04517768	0,04555037	0,04811909	0,06689306

SEZIONE 2		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,06686102	0,04558901	0,04811909	0,0483605	0,04807678	0,04557485
	2a	0,04558901	0,06195515	0,04555037	0,04557485	0,04517768	0,04332962
	3a	0,04811909	0,04555037	0,06689306	0,04807678	0,04728236	0,04517768
Linea 312	1b	0,0483605	0,04557485	0,04807678	0,06686102	0,04811909	0,04558901
	2b	0,04807678	0,04517768	0,04728236	0,04811909	0,06689306	0,04555037
	3b	0,04557485	0,04332962	0,04517768	0,04558901	0,04555037	0,06195515

SEZIONE 3		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,06195515	0,04555037	0,04558901	0,04517768	0,04332962	0,04557485
	2a	0,04555037	0,06689306	0,04811909	0,04728236	0,04517768	0,04807678
	3a	0,04558901	0,04811909	0,06686102	0,04807678	0,04557485	0,0483605
Linea 312	1b	0,04517768	0,04728236	0,04807678	0,06689306	0,04555037	0,04811909
	2b	0,04332962	0,04517768	0,04557485	0,04555037	0,06195515	0,04558901
	3b	0,04557485	0,04807678	0,0483605	0,04811909	0,04558901	0,06686102

LINEA CON SEZION		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,06523641	0,04641949	0,04641949	0,04623862	0,04649439	0,04614402
	2a	0,04641949	0,06523641	0,04641949	0,04614402	0,04623862	0,04649439
	3a	0,04641949	0,04641949	0,06523641	0,04649439	0,04614402	0,04623862
Linea 312	1b	0,04623862	0,04614402	0,04649439	0,06523641	0,04641949	0,04641949
	2b	0,04649439	0,04623862	0,04614402	0,04641949	0,06523641	0,04641949
	3b	0,04614402	0,04649439	0,04623862	0,04641949	0,04641949	0,06523641

Matrici delle induttanze delle tre sezioni che realizzano la trasposizione nella linea e matrice delle induttanze totale:

SEZIONE 1		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,00129001	0,00052192	0,00054239	0,00042141	0,00050911	0,00038665
	2a	0,00052192	0,00128383	0,00052461	0,00051794	0,00105462	0,00050911
	3a	0,00054239	0,00052461	0,00138212	0,00052218	0,00051794	0,00042141
Linea 312	1b	0,00042141	0,00051794	0,00052218	0,00138212	0,00052461	0,00054239
	2b	0,00050911	0,00105462	0,00051794	0,00052461	0,00128383	0,00052192
	3b	0,00038665	0,00050911	0,00042141	0,00054239	0,00052192	0,00129001

SEZIONE 2		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,00128383	0,00052461	0,00052192	0,00105462	0,00050911	0,00051794
	2a	0,00052461	0,00138212	0,00054239	0,00051794	0,00042141	0,00052218
	3a	0,00052192	0,00054239	0,00129001	0,00050911	0,00038665	0,00042141
Linea 312	1b	0,00105462	0,00051794	0,00050911	0,00128383	0,00052192	0,00052461
	2b	0,00050911	0,00042141	0,00038665	0,00052192	0,00129001	0,00054239
	3b	0,00051794	0,00052218	0,00042141	0,00052461	0,00054239	0,00138212

SEZIONE 3		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,00138212	0,00054239	0,00052461	0,00042141	0,00052218	0,00051794
	2a	0,00054239	0,00129001	0,00052192	0,00038665	0,00042141	0,00050911
	3a	0,00052461	0,00052192	0,00128383	0,00050911	0,00051794	0,00105462
Linea 312	1b	0,00042141	0,00038665	0,00050911	0,00129001	0,00054239	0,00052192
	2b	0,00052218	0,00042141	0,00051794	0,00054239	0,00138212	0,00052461
	3b	0,00051794	0,00050911	0,00105462	0,00052192	0,00052461	0,00128383

LINEA CON SEZION		1a	2a	3a	1b	2b	3b
Linea 311	1a	0,001318653	0,00052964	0,00052964	0,00063248	0,00051347	0,00047418
	2a	0,00052964	0,00131865	0,00052964	0,00047418	0,00063248	0,00051347
	3a	0,00052964	0,00052964	0,00131865	0,00051347	0,00047418	0,00063248
Linea 312	1b	0,00063248	0,00047418	0,00051347	0,00131865	0,00052964	0,00052964
	2b	0,000513467	0,00063248	0,00047418	0,00052964	0,00131865	0,00052964
	3b	0,000474177	0,00051347	0,00063248	0,00052964	0,00052964	0,00131865

Componenti alle sequenze delle correnti in ingresso e uscita delle linee e relativi fattori di squilibrio riferite alla linea esistente con nuova geometria Split-Phases:

		LINEA ESISTENTE		LINEA TRASPOSTA		LINEA CON SEZIONI	
I = 437,3 A		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I ₀ =	0,0111	0	0	0	0,0001	0
	I ₁ =	0,4004	0,4409	0,3996	0,4395	0,4004	0,4408
	I ₂ =	0,0282	0	0	0	0,0003	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I ₂ /I ₁ =	7,04295704	0	0	0	0,07492507	0
	I ₀ /I ₁ =	2,77222777	0	0	0	0,02497502	0

Appendice C

Dati raccolti dalle simulazioni nel confronto delle linee T.311 e T.312 con geometria originale e geometria Split-Phases

Componenti alle sequenze delle correnti in ingresso e uscita delle linee e relativi fattori di squilibrio riferite alla linea esistente considerando diverse lunghezze della linea:

		LINEA ESISTENTE		LINEA TRASPOSTA		LINEA CON SEZIONI	
L = 200km		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0108	0	0	0	0,0002	0
	I1 =	0,4327	0,4391	0,4203	0,4402	0,4341	0,439
	I2 =	0,0152	0	0	0	0,0003	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	3,51282644	0	0	0	0,0691085	0
	I0/I1 =	2,49595563	0	0	0	0,04607233	0

		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
L = 300km	I0 =	0,017	0	0	0	0,0006	0
	I1 =	0,5401	0,4235	0,5078	0,434	0,5437	0,4323
	I2 =	0,0236	0	0	0	0,001	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	4,36956119	0	0	0	0,18392496	0
	I0/I1 =	3,14756527	0	0	0	0,11035498	0

		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
L = 400km	I0 =	0,024	0	0	0	0,0017	0
	I1 =	0,6947	0,4204	0,6411	0,422	0,7031	0,4202
	I2 =	0,0327	0	0	0	0,0023	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	4,7070678	0	0	0	0,32712274	0
	I0/I1 =	3,45472866	0	0	0	0,24178637	0

		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
L = 500km	I0 =	0,0325	0	0	0	0,0039	0
	I1 =	0,8859	0,4021	0,8112	0,4036	0,9097	0,4016
	I2 =	0,043	0	0	0	0,0049	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	4,85382097	0	0	0	0,53863911	0
	I0/I1 =	3,66858562	0	0	0	0,42871276	0

Componenti alle sequenze delle correnti in ingresso e uscita delle linee e relativi fattori di squilibrio riferite alla linea esistente considerando diversi valori di corrente imposte:

		LINEA ESISTENTE		LINEA TRASPOSTA		LINEA CON SEZIONI	
I = 500 A		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0049	0	0	0	0	0
	I1 =	0,4538	0,5046	0,4556	0,5053	0,4537	0,5046
	I2 =	0,007	0	0	0	0,0001	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	1,542529749	0	0	0	0,022040996	0
	I0/I1 =	1,079770824	0	0	0	0	0

I = 1000 A		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,005	0	0	0	0,0001	0
	I1 =	0,9562	1,0248	0,9632	1,0231	0,9559	1,0248
	I2 =	0,007	0	0	0	0,0001	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	0,732064422	0	0	0	0,010461345	0
	I0/I1 =	0,522903158	0	0	0	0,010461345	0

I = 1500 A		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0051	0	0	0	0,0002	0
	I1 =	1,4881	1,5632	1,5011	1,5718	1,4879	1,5634
	I2 =	0,007	0	0	0	0,0002	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	0,470398495	0	0	0	0,013441764	0
	I0/I1 =	0,342718903	0	0	0	0,013441764	0

Componenti alle sequenze delle correnti in ingresso e uscita delle linee e relativi fattori di squilibrio riferite alla linea con geometria Split-Phases considerando diverse lunghezze della linea:

		LINEA ESISTENTE		LINEA TRASPOSTA		LINEA CON SEZIONI	
L = 200km		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0241	0	0	0	0,0007	0
	I1 =	0,4281	0,44	0,5341	0,4346	0,4291	0,439
	I2 =	0,0613	0,0001	0	0	0,0012	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	14,31908433	0,02272727	0	0	0,27965509	0
	I0/I1 =	5,629525812	0	0	0	0,16313214	0

L = 300km		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,037	0	0	0	0,0021	0
	I1 =	0,5157	0,4339	0,7631	0,4222	0,5188	0,4326
	I2 =	0,0945	0,0002	0	0	0,0034	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	18,32460733	0,04609357	0	0	0,65535852	0
	I0/I1 =	7,174713981	0	0	0	0,40478026	0

L = 400km		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0511	0	0	0	0,0049	0
	I1 =	0,6479	0,4222	1,0495	0,4018	0,6562	0,4201
	I2 =	0,1305	0,0003	0	0	0,0084	0,0001
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	20,14199722	0,07105637	0	0	1,28009753	0,02380386
	I0/I1 =	7,887019602	0	0	0	0,74672356	0

L = 500km		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0669	0	0	0	0,0104	0
	I1 =	0,8161	0,4043	1,3923	0,3726	0,841	0,4006
	I2 =	0,1705	0,0005	0	0	0,0189	0,0002
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	20,89204754	0,12367054	0	0	2,24732461	0,04992511
	I0/I1 =	8,197524813	0	0	0	1,23662307	0

Componenti alle sequenze delle correnti in ingresso e uscita delle linee e relativi fattori di squilibrio riferite alla linea con geometria Split-Phases considerando diversi valori di corrente imposte:

		LINEA ESISTENTE		LINEA TRASPOSTA		LINEA CON SEZIONI	
I = 500 A		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0111	0	0	0	0,0001	0
	I1 =	0,4603	0,5051	0,4522	0,5034	0,4602	0,505
	I2 =	0,0282	0	0	0	0,0003	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	6,12643928	0	0	0	0,06518905	0
	I0/I1 =	2,41147078	0	0	0	0,02172968	0

I = 1000 A		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0112	0	0	0	0,0003	0
	I1 =	0,9669	1,0271	0,9346	1,0219	0,9666	1,0269
	I2 =	0,0282	0,0002	0	0	0,0007	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	2,91653739	0,0194723	0	0	0,07241879	0
	I0/I1 =	1,15834109	0	0	0	0,03103662	0

I = 1500 A		Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]	Ingresso [kA]	Uscita [kA]
	I0 =	0,0112	0	0	0	0,0004	0
	I1 =	1,5032	1,5695	1,4544	1,5581	1,5031	1,5694
	I2 =	0,0282	0,0006	0	0	0,0011	0
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
	I2/I1 =	1,87599787	0,03822874	0	0	0,07318209	0
	I0/I1 =	0,74507717	0	0	0	0,02661167	0

Bibliografia

- [1] R. Lings, *EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, Third Edition*, Palo Alto (CA), EPRI Project Manager, 2005.
- [2] H. Wayne Beaty, *Handbook of electric power calculations*, U.S.A., McGraw-Hill, 2000.
- [3] A. Paolucci, *Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica quarta edizione*, Padova, Cleup Editore, 1998.
- [4] P.Nefzger, J.F. Nolasco, U. Kaintzyk, F.Kiessling, *Overhead Power Lines*, Springer, 2003.
- [5] DigSILENT GmbH, *DIGSILENT PowerFactory Version 15 User Manual*, Gomaringen (Germania), 2013.
- [6] A. Dalla Verde, *Le grandi linee di trasmissione di energia*, Milano, Libreria editrice politecnica Cesare Tamburini, 1947.
- [7] R. Benato, L. Fellin, *Impianti elettrici*, Trofarello (TO), UTET Scienze Tecniche, 2011
- [8] TERNA, *Caratteristiche generali delle linee aeree facenti parte della RTN*, 2011.
- [9] Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book - Fourth Edition*, Pennsylvania, 1964.
- [10] E. Astuni, *Elettrotecnica volume 3*, Zanichelli, Bologna.
- [11] Terna Rete Italia S.p.A. AOT Torino Unità Sicurezza, *Analisi di Audible e Radio Noise per una nuova testa palo "Split-Phases"*, Torino, 2015
- [12] L. Olivieri, E. Ravelli, *Impianti di generazione e trasporto dell'energia elettrica*, Edizioni CEDAM, 1975.
- [13] "Terna Sistema elettrico", <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico.aspx>, maggio 2106.

- [14] “Criticità ambientali e paesistiche indotte dalle linee elettriche Metodologia di analisi”, https://www.arpa.piemonte.gov.it/pubblicazioni-2/pubblicazioni-anno-2006/copy_of_pdfcriticitaambientali.pdf, giugno 2006.

Ringraziamenti

Desidero ringraziare prima di tutto il Prof. Roberto Turri per la disponibilità e la cortesia dimostratami lungo tutto questo percorso, che ha portato infine alla realizzazione di questa tesi.

Un altrettanto sincero ringraziamento va a Massimiliano e Andrea, per l'aiuto e la pazienza che mi hanno sempre riservato durante le ore passate in laboratorio.

Un dovuto ringraziamento va ai miei genitori, per aver accettato questa mia scelta di vita ed avermi supportato economicamente ogni volta che ne avessi avuto la necessità.

Ringrazio poi mia sorella Angela che, nonostante la grande diversità di carattere e pensiero, riesce ad alleggerire momenti pesanti grazie alla sua vivacità.

Un immenso grazie va a mia nonna Antonietta, l'unica che mi ha sempre sostenuto fin dal mio primo giorno universitario, la mia forza nei momenti più duri, la persona che più di ogni altra ha creduto in me e soprattutto l'unica che mi ha sempre dimostrato di credere in quel che facevo, dandomi il conforto morale con cui sono riuscito a superare tanti momenti difficili.

Ringrazio i miei amici più stretti, Jova, Simo e Monica, persone per me davvero importanti con cui ho condiviso tanti bei momenti e con cui spero di viverne tanti altri.

Un grazie va anche a tutti gli amici universitari che ho conosciuto durante questi anni, con cui ho condiviso momenti indimenticabili sia positivi che negativi, con feste e vacanze che rimarranno sempre nei miei ricordi da una parte e sessioni d'esame interminabili dall'altra.

Un ringraziamento molto speciale va alle mie donne Giulia e Chiara, che con piacevole sorpresa, soprattutto quest'anno, mi hanno sempre fatto sentire la loro vicinanza, facendo il tifo per me nei momenti in cui dovevo affrontare gli ultimi ostacoli per arrivare a questo grande traguardo.

Un profondo grazie va all' hockey e a tutte le persone che ho conosciuto in questo magnifico mondo, le quali mi hanno fatto comprendere il vero significato di famiglia; più in generale il mio ringraziamento va allo sport, che nel corso della mia vita è stato fondamentale e che mi ha insegnato valori importanti come: il non arrendersi mai, il sapersi rialzare ogni volta che si finisce per terra e soprattutto l'avere la ferrea convinzione che tutto il lavoro e i sacrifici fatti per raggiungere determinati obiettivi, verranno sempre ripagati se compiuti con volontà e costanza.

Un grazie a tutte quelle persone che mi sono state vicine, sostenendomi durante questi anni, con cui ho condiviso grandi o piccole esperienze che mi hanno comunque aiutato a crescere e maturare.

Infine ringrazio Samuela, perché tra le persone conosciute durante il mio percorso universitario è quella che più ha segnato la mia vita e che spero continuerà a farlo ancora per molto tempo. Un grazie per tutto il sostegno che mi ha dato, per aver sempre creduto in me e avermi fatto sentire importante, non dubitando mai delle mie capacità e donandomi quell'equilibrio che mi fa affrontare la vita con serenità, nonostante tutte le sfide che insinuano quotidianamente.

Andrea

